



**HAL**  
open science

# Estimation du Potentiel de la Technologie Solaire Thermodynamique à Concentration en Climat Non Désertique - Application à La Réunion

Emeric Tapaches

► **To cite this version:**

Emeric Tapaches. Estimation du Potentiel de la Technologie Solaire Thermodynamique à Concentration en Climat Non Désertique - Application à La Réunion. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université de La Réunion, 2015. Français. NNT: . tel-01279116v1

**HAL Id: tel-01279116**

**<https://theses.hal.science/tel-01279116v1>**

Submitted on 8 Jul 2015 (v1), last revised 25 Feb 2016 (v2)

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITE DE LA REUNION

LABORATOIRE DE PHYSIQUE ET D'INGENIERIE MATHEMATiques POUR L'ÉNERGIE, L'ENVIRONNEMENT  
ET LE BATIMENT (EA 4518 PIMENT)

LABORATOIRE D'INFORMATIQUE ET DE MECANIQUE POUR LES SCIENCES DE L'INGENIEUR  
(UPR CNRS 3251)

École Doctorale Sciences Technologies Santé

# THÈSE DE DOCTORAT

présentée pour obtenir le grade de docteur de l'Université de La Réunion en sciences  
Spécialité : Physique énergétique

par

**Emeric TAPACHÈS**

## Estimation du Potentiel de la Technologie Solaire Thermodynamique à Concentration en Climat Non Désertique - Application à La Réunion

codirigée par Dr. Franck LUCAS et Dr. Michel PONS

Soutenue le 29 avril 2015 devant la commission d'examen

Jean-Jacques BEZIAN	Maitre de conférences HDR, MINES d'Albi	Rapporteur
Gabriel OLALDE	Directeur de recherche, CNRS-PROMES	Rapporteur
Philippe LAURET	Professeur, Université de La Réunion	Président
Richard PEREZ	Professeur, Université de l'Etat de New York	Examineur
Philippe BLANC	Maitre de conférences, MINES ParisTech	Examineur
Franck LUCAS	Maitre de conférences HDR, GEOPASUD/PIMENT	Directeur
Michel PONS	Directeur de recherche, CNRS-LIMSI	Codirecteur

*pou mon pépé, Monsieur Françoise*



# RESUME

Cette thèse porte sur l'étude de la ressource solaire directe reçue à La Réunion et sur la modélisation numérique d'une centrale solaire thermodynamique constituée : 1/ d'un champ de capteurs linéaires de Fresnel dans lequel circule une huile de synthèse ; 2/ de deux stocks de chaleur sensible ; 3/ d'un cycle organique de Rankine. L'objectif est d'évaluer les performances d'une telle centrale fonctionnant dans une région de l'île identifiée comme favorable.

Pour répondre à cet objectif, plusieurs travaux ont été menés : (i) une carte de l'ensoleillement direct normal reçu en moyenne au cours d'une année a été réalisée à partir des images du satellite *MeteoSat 7* pour le territoire de la Réunion. Cette carte a permis d'évaluer la disponibilité de cette ressource ; (ii) un nouveau modèle de décomposition du rayonnement global en rayonnement diffus a été développé à partir de mesures effectuées à Saint-Pierre. Ce modèle se base sur la représentation des plus fortes probabilités d'occurrence de la fraction de diffus ; (iii) la géométrie du capteur et le rayonnement direct qu'il concentre ont été modélisés à partir d'un code de lancer de rayons existant. Ce code a été utilisé, d'une part, pour dimensionner le capteur à l'aide d'une méthode d'optimisation. Et d'autre part, pour mettre en place une méthode de simulation « rapide » des distributions de flux absorbé par les éléments du récepteur linéaire à l'aide d'abaques ; (iv) le comportement thermique du capteur solaire a été modélisé en dynamique avec une approche nodale ; (v) le productible annuel d'une centrale fonctionnant dans le sud de l'île a été simulé selon des procédures de régulation et de contrôle commande mise en place pour une stratégie de production adaptée aux besoins de l'île.

Les modèles qui ont été développés durant cette thèse sont des outils d'aide au dimensionnement et permettent l'étude des stratégies de contrôle commande d'une centrale solaire thermodynamique à capteur linéaire de Fresnel.



# ABSTRACT

This thesis focuses on direct solar resource in Reunion Island and numerical modeling of a solar power plant which is made up of: 1 / a field of linear Fresnel collectors using synthetic oil as heat transfer fluid; 2 / two sensible heat storage tanks; 3 / an organic Rankine cycle engine. The main goal is to evaluate the performance of such power plant in the island areas which were identified as suitable.

To meet this goal, several studies have been conducted: (i) a direct normal solar radiation map of Reunion Island was built from satellite images of MeteoSat 7. This map was used to assess the availability of this resource; (ii) a new global-to-diffuse irradiance decomposition model was built from ground-based measurements performed at Saint-Pierre. This model is based on the highest probabilities of diffuse fraction occurrence; (iii) the geometry of the solar collector and direct normal solar irradiance were modeled from an existing ray-tracing code. This code has been used, firstly, to dimension the collector using an optimization method. And secondly, to develop a fast method to simulate absorbed flux distribution on the linear receiver components; (iv) unsteady-state heat transfers within the solar collector was modeled with a nodal approach; (v) annual electricity production of the power plant running in the south of the island was simulated with a control strategy relevant for the demand of the local electricity grid.

The models that have been developed during this thesis are both tools for design support and the study of control strategies of solar power plants using linear Fresnel collectors.





# REMERCIEMENTS

Faculté des Sciences de Saint-Denis de La Réunion, le 24 juin 2015.

Trois ans et deux mois, c'est le temps écoulé entre le début de ma thèse et ma soutenance. Pendant cette période, j'ai rencontré beaucoup de personnes qui, directement ou indirectement, m'ont aidé à avancer dans ma thèse de doctorat..., donc dans ma vie. Ce doctorat avant d'être un diplôme était d'abord une aventure humaine et peu de choses ont été faciles. À ce moment précis, je repense à mon professeur de mathématique de lycée, M. Michel Gontier qui n'avait de cesse de répéter « courage et abnégation sont les deux mamelles de la réussite ! ». Cette phrase, qui me faisait sourire, m'a permis de surmonter les difficultés rencontrées au cours de cette thèse.

Avant de remercier les personnes qui m'ont aidé au cours de ma thèse, je tiens à remercier mes enseignants du secondaire et du supérieur auprès de qui j'ai beaucoup appris. Je remercie M. Talbot (mathématique en 3<sup>ème</sup>), Mme Levesque (mathématique en 2<sup>nd</sup>), M. Gonthier (mathématique en 1<sup>ère</sup> et Terminale), Mme Cauro (français en 2<sup>nd</sup> et 1<sup>ère</sup>), M. Lacomme (physique-chimie en Terminal), M. Faugeron (S.I. en Terminale), M. Thomas (S.I. en 1<sup>ère</sup> et Terminale), M. Stuber (mathématique en PTSI), M. Enault (physique-chimie en PTSI), M. Atgier (physique-chimie en PT) et M. Mezzalira (mathématique en PT).

Je remercie et exprime ma profonde gratitude à mes directeurs de thèse, Franck Lucas et Michel Pons. Vous avez été complémentaire au cours de ce projet. M. Lucas, je vous remercie d'avoir initié ce projet, de m'avoir accordé votre confiance pour porter ce projet et de vous êtes battu pour trouver le financement nécessaire au bon déroulement de ma thèse. Je vous remercie pour vos encouragements et pour votre enthousiasme. M. Pons, vous m'avez dit une fois que pour vous, une thèse est une relation de « maitre à élève ». Je tiens à vous dire que vous avez été un remarquable « maitre » et je suis fier d'avoir été votre « élève ». Vous avez été extrêmement présent et vous m'avez appris énormément de choses. La bonne qualité de mon travail de thèse,

reconnu par les membres du jury, est due à vos enseignements. Ils m'ont permis de me dépasser.

Je tiens aussi à remercier mes deux rapporteurs, Jean-Jacques Bézian et Gabriel Olalde ; mon président de jury Philippe Lauret ; et mes examinateurs Philippe Blanc et Richard Perez pour leur lecture attentive de mon manuscrit et pour l'évaluation de mon travail. Je remercie également Cédric Philibert pour ces conseils et son soutien. Je vous remercie tous pour les riches discussions que nous avons eues.

Merci à tous mes collègues du laboratoire PIMENT, du LIMSI-CNRS et du département GC-CD de l'IUT, les enseignants-chercheurs, les chercheurs, les enseignants, les ingénieurs et les doctorants. La liste serait trop longue à rédiger, mais sachez que vous avez constitué l'environnement favorable au bon déroulement de ma thèse, merci encore.

J'ai du mal à faire dans les sentiments, mais ce remerciement est certainement le plus important. Je remercie, avec une vive émotion cachée derrière ces mots, mes proches qui se reconnaîtront. C'est grâce à vous que j'ai pu arriver au bout de cette aventure humaine.

Apprendre et transmettre...



# TABLE DES MATIERES

Table des matières .....	xi
Liste des figures .....	xv
Liste des tables .....	xix
Nomenclatures.....	xxi
Introduction générale.....	1
Partie I	
Solaire thermodynamique et spécificités de l'île.....	5
Chapitre 1	
Le solaire thermodynamique à concentration.....	6
1.1 Principe.....	6
1.2 Revue des technologies .....	7
Chapitre 2	
Évaluation des sites, besoins de l'île et choix technologiques .....	13
2.1 Exigences du procédé solaire thermodynamique à concentration .....	13
2.2 Choix d'une technologie de capteur viable pour La Réunion .....	15
2.3 Exigence du réseau électrique réunionnais et stratégie de production .....	15
2.4 Choix de la stratégie de production et du système de stockage.....	17
Chapitre 3	
Centrales existantes et la centrale modélisée.....	19
3.1 Saguero.....	19

3.2	Puerto Errado 1 .....	20
3.3	Kogan Creek Solar Boost.....	21
3.4	Alba Nova 1 .....	22
3.5	La centrale modélisée pour l'étude .....	22
Partie II		
Analyse de la ressource solaire directe.....		25
Chapitre 4		
Mesures au sol du rayonnement solaire .....		29
4.1	Rayonnement exploitable par un concentrateur solaire et sa mesure .....	29
4.2	Mesure du laboratoire PIMENT .....	30
4.3	Mesures de Météo-France.....	39
4.4	Conclusion .....	40
Chapitre 5		
Cartographie de l'ensoleillement par imagerie satellite .....		41
5.1	Introduction.....	41
5.2	État de l'art.....	42
5.3	La démarche .....	44
5.4	Les modèles et la méthode.....	45
5.5	Résultats .....	54
5.6	Conclusions.....	56
Chapitre 6		
Rayonnement solaire direct et autres variables météorologiques mesurées à Saint-Pierre de La Réunion.....		57
6.1	Introduction.....	57
6.2	État de l'art.....	58
6.3	Motivations .....	60
6.4	Résultats .....	66
6.5	Conclusions.....	72
Partie III		

Modélisation de la chaîne de conversion énergétique de la centrale .....	75
Chapitre 7	
Pré-dimensionnement .....	76
7.1 Introduction .....	76
7.2 Modélisation quasi statique .....	77
7.3 Résultats .....	81
7.4 Conclusions .....	84
Chapitre 8	
Optique du concentrateur .....	86
8.1 Introduction .....	86
8.2 État de l'art .....	87
8.3 EDStaR : modélisation du concentrateur et des flux radiatifs .....	88
8.4 Dimensionnement de la géométrie du capteur .....	95
8.5 Méthode de simulation annuelle .....	103
8.6 Conclusions .....	106
Chapitre 9	
Récepteur linéaire : Modélisation dynamique des transferts de chaleur .....	108
9.1 Introduction .....	108
9.2 État de l'art .....	109
9.3 Description du problème et des phénomènes physiques associés .....	111
9.4 Modélisation du problème .....	113
9.5 Contrôle-commande du capteur linéaire de Fresnel .....	125
9.6 Résultats .....	130
9.7 Conclusions .....	137
Chapitre 10	
Simulation d'une Centrale d'un Mégawatt Electrique .....	139
10.1 Introduction .....	139
10.2 Modélisation de la centrale .....	140

10.3	Résultats .....	143
10.4	Conclusion .....	151
Conclusions générales .....		152
	Synthèse .....	152
	Autre perspective du solaire thermodynamique à La Réunion .....	153
	Perspectives de recherche .....	154
	Production scientifique .....	155
Bibliographie .....		157



# LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Évolution de la production électrique de 2000 à 2012 (Guezello and Huitelec 2013) .....	2
Figure 2 : Capteurs solaires à concentration : (1) linéaire de Fresnel (source : AREVA Solar) ; (2) cylindro-parabolique (source : Experiment) ; (3) centrale à tour (source : Abengoa Solar) et parabolique (source : courtesy of Stirling Energy).....	8
Figure 3 : Technologies en fonction de la température de la source chaude.....	12
Figure 4 : Profils d'injection sur le réseau en semi-base (trait discontinu bleu) et à la pointe (trait continu rouge) .....	17
Figure 5 : Centrale ASP Saguero d'1-MWe utilisant des capteurs cylindro-paraboliques et une machine ORC (source : Arizona Public Service Co.).....	19
Figure 6 : Centrale Puerto Errado 1 d'1,4 MWe utilisant des capteurs linéaires de Fresnel Nova-1 (source : Novatec Solar).....	20
Figure 7 : Centrale hybride charbon solaire de Kogan Creek (source : AREVA Solar) .....	21
Figure 8 : Centrale Alba Nova 1 à Ghisonaccia (source : SolarEuromed).....	22
Figure 9 : Mesures moyennes sur la minute de la station PIMENT .....	31
Figure 10 : Comparaison statistique entre le rayonnement diffus non-corrigé et le diffus de référence mesuré en 2012.....	36
Figure 11 : Comparaison entre diffus de référence et le diffus non corrigé .....	36
Figure 12 : Facteur de correction réel en fonction de l'épaisseur optique.....	38
Figure 13 : Correction du diffus 2011 et 2012 .....	38
Figure 14 : Localisation des stations Météo-France avec leurs altitudes.....	40
Figure 15 : Nombre de jours parfaitement ensoleillés en moyenne par an.....	46
Figure 16 : Comparaison entre les données McClear et les mesures au sol : (a) mesures de Météo-France et (b) mesures du laboratoire .....	47
Figure 17 : Altimétrie de la Réunion à partir des données SRTM .....	48

Figure 18 : Illustration de l'algorithme de calcul de l'horizon.....	49
Figure 19 : Lieux de la trajectoire de Soleil et horizon vu depuis Cilaos .....	49
Figure 20 : Cartographie du BRF à La Réunion.....	50
Figure 21 : Positions géographiques des centres des pixels satellites au-dessus de La Réunion.....	51
Figure 22 : Méthodologie de la réalisation de la carte de l'ensoleillement direct normal annuel.....	52
Figure 23 : Ensoleillement direct normal annuel reçu sur La Réunion .....	54
Figure 24 : Ensoleillement journalier moyen mois par mois, exprimé en kWh.m-1.jour-1 ....	56
Figure 25 : Représentation schématique de la variation de la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté.....	59
Figure 26 : Fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté pour différentes moyennes temporelles 1 minute (noir), 10 minutes (rouge), 30 minutes (vert) et 1 heure (bleu) pour la localisation de Payerne, source : (Lanini 2010).....	61
Figure 27 : Variabilité du rayonnement direct normal à Saint-Pierre et à Alice Springs, en fonction de la période d'intégration.....	62
Figure 28 : Diagramme de dispersion de la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté (à gauche), et répartition de la densité de probabilité associée à ce nuage de points (à droite) ..	63
Figure 29 : Estimation de la répartition des densités de probabilité de la fraction de diffus.65	
Figure 30 : Fonction de corrélation, obtenue par interpolation cubique entre les plus fortes probabilités d'occurrence.....	66
Figure 31 : Comparaison du rayonnement direct normal modélisé/mesuré sur 2011 et 2012 .....	67
Figure 32 : Diagramme de variabilité temporelle, Saint-Pierre 2011-2012 et Alice Springs 2012 .....	70
Figure 33 : Rayonnement solaire moyen ( 2011-2012) en fonction de la position Soleil, les repères polaires ont été générés par l'Université d'Oregon (US).....	71
Figure 34 : Évolution sur la journée du rayonnement global (trait bleu) et direct normal (trait rouge) pour une journée d'été australe (1) et une journée d'hiver austral (2). Évolution sur la journée du rayonnement direct normal moyenné sur 2011 et 2012 (3).....	72
Figure 36 : Distribution cumulative du volume de fluide stocké quotidiennement dans le stock « chaud » (trait continu noir) et de l'ensoleillement direct normal journalier (trait discontinu en rouge) .....	82
Figure 37 : Performances mensuelles moyennes de la centrale .....	83
Figure 38 : Schéma de la configuration de la centrale .....	83

Figure 39 : Paramètres géométriques du capteur : 1/ coupe transversale du récepteur ; 2/ vu du capteur dans direction Nord-Sud ; 3/ position d'un miroir par rapport au récepteur ; 4/ vu du capteur dans la direction est-Ouest. ....	90
Figure 40 : rendus d'image du capteur linéaire de Fresnel sous EDStaR .....	91
Figure 41 : Discrétisation transversale du récepteur .....	93
Figure 42 : Portion de récepteur non éclairée .....	96
Figure 43 : Répartition de la densité moyenne de flux transmise par le vitrage pour les trois formes de miroirs étudiées.....	97
Figure 44 : Fonction-objectif en fonction des paramètres à optimiser.....	99
Figure 45 : .....	101
Figure 46 : Densité moyenne du flux absorbé par le tube en fonction des paramètres à optimiser (1 à 5) et forme finale du récepteur (6).....	101
Figure 47 : Répartition du facteur de concentration (rapport de la densité de flux absorbée localement au rayonnement direct) pour le vitrage (1), le réflecteur secondaire (2), le tube (3) et l'arrière du récepteur (4).....	102
Figure 48 : Trajectoires du Soleil et maillage associé .....	104
Figure 49 : Abaque du rendement optique .....	105
Figure 50 : Répartitions transversales des facteurs de concentration des flux absorbés par le tube, le réflecteur secondaire et le vitrage au moment du solstice de décembre à Saint-Pierre à 8 h et 12 h.....	109
Figure 51 : Simulation numérique de la convection naturelle dans la cavité d'air d'un récepteur linéaire de type CPC : 1/ lignes de courant et vitesse, 2/ champ de température, (Häberle et al.).....	111
Figure 52 : (a) coupe transversale du récepteur et échanges thermiques dans la cavité d'air avec 1/le tube, 2/le réflecteur secondaire, 3/le vitrage, 4/l'isolant thermique, 5/le volume de fluide contenu dans le tube, 6/le volume d'air en partie basse de la cavité et 7/le volume d'air en partie haute de la cavité ; (b) coupe transversale du récepteur avec l'ensemble des échanges thermiques potentiellement observables.....	112
Figure 53 : Échange radiatif infrarouge émis par la surface $S_1$ et reçu par la surface élémentaire $dS_2$ .....	187
Figure 54 : Profil de température linéaire et parabolique, comparé à un profil uniforme ...	188
Figure 55 : Évolutions des flux radiatifs émis par $S_1$ et reçu par $dS_2$ pour différents profils de température.....	189
Figure 56 : Maillage du domaine d'étude et localisation des inconnues du problème avec 1/le tube, 2/le réflecteur secondaire, 3/le vitrage, 4/l'isolant thermique, 5/le volume de fluide	

contenu dans le tube, 6/le volume d'air en partie basse de la cavité et 7/le volume d'air en partie haute de la cavité.....	116
Figure 57 : Écarts de températures dans le tube, le vitrage et l'isolant .....	121
Figure 58 : Processus d'itération des températures supposées .....	125
Figure 59 : Grafctet du fonctionnement du capteur .....	127
Figure 60 : Schéma-bloc : régulation en boucle fermée pour des conditions de ciel clair ....	129
Figure 61 : Illustration schématique des classes permettant de modéliser le récepteur et le fluide .....	130
Figure 62 : Températures de « film » et « bulk » maximum atteintes par le fluide pour $N_t = 1$ et $N_t = 8$ .....	131
Figure 63 : Simulation du 13 janvier 2011 avec $N_s = 80$ , $N_t = 1$ , $N_g = 1$ et $N_r = 1$ .....	132
Figure 64 : Temps de calcul en fonction de la taille du système d'équations relatif à une section .....	134
Figure 65 : Températures maximales en fonction des paramètres de discrétisation.....	134
Figure 66 : Évolution du rayonnement direct normal des journées fictives.....	136
Figure 67 : Chaleur journalière produite par le capteur en fonction du nombre de phase de redémarrage après un passage nuageux .....	137
Figure 68 : Schéma de la centrale modélisée.....	140
Figure 69 : Loi de commande de la vanne-trois-voies.....	141
Figure 70 : Dimensions du stock de chaleur .....	142
Figure 71 : Performances annuelles de la centrale modélisée .....	146
Figure 72 : Productible électrique moyen en fonction de la capacité de stockage du stock chaud.....	147
Figure 73 : Statistique du productible mensuelle.....	148
Figure 74 : Production journalière d'électricité en fonction de l'ensoleillement direct normal journalier. A gauche, donnée simulé de la centrale modélisée. A droite, données expérimentales des centrales cylindro-parabolique de LUZ (Pharabod and Philibert 1991) .....	149
Figure 75 : Position de la Terre dans le plan elliptique .....	168
Figure 76 : Latitude et longitude .....	170
Figure 77 : Position sur le géoïde et l'ellipsoïde terrestre.....	170
Figure 78 : Position apparente du Soleil.....	172
Figure 79 : Spectre solaire hors atmosphère et au sol.....	174

# LISTE DES TABLES

Tableau 1: Ordres de grandeur des systèmes de stockage de chaleur .....	11
Tableau 2 : Comparaison entre le diffus (corrigé ou non) et le diffus de référence .....	37
Tableau 3 : Performances de la correction sur les mesures de 2012 .....	38
Tableau 4 : Performances de la correction sur les mesures de 2011 .....	38
Tableau 5 : Répartition du nombre de données en fonction de l'élévation solaire.....	64
Tableau 6 : Comparaison statistique rayonnement direct normal modélisé/mesuré sur 2011 et 2012.....	67
Tableau 7 : Erreurs moyennes absolues et relatives des modèles de décomposition du rayonnement global en direct .....	68
Tableau 8 : Erreurs quadratiques moyennes absolues et relatives des modèles de décomposition du rayonnement global en direct .....	68
Tableau 9 : Facteur de correction du rendement optique .....	78
Tableau 10 : Coefficients du métamodèle .....	80
Tableau 11 : Coefficients optiques.....	91
Tableau 12 : Erreurs optiques .....	92
Tableau 13 : Position du Soleil et intensité du rayonnement direct de la journée théorique .	96
Tableau 14 : Inconnues du problème après l'étape de discrétisation temporelle .....	121
Tableau 15 : Indice de sensibilité .....	135
Tableau 16 : Bilan d'énergie annuel .....	183



# NOMENCLATURES

## Lettres latines

$h_g$	Altitude géographique	m
$(\vec{e}_x, \vec{e}_y, \vec{e}_z)$	Vecteurs orthonormé de la base $\mathcal{B}$	-
$\vec{e}_s$	Vecteur normé et tangent à une abscisse curviligne	-
$k_{cs}$	Indice de ciel clair	-
$k_d$	Fraction de diffus	-
$k_t$	Indice de clarté	-
A	Surface quelconque	m <sup>2</sup>
Ai	Surface orientée vers le centre du tube	m <sup>2</sup>
AM	Air Mass	-
Ao	Surface orientée vers l'extérieur du récepteur	m <sup>2</sup>
As	Surface perpendiculaire à la direction $\vec{e}_s$	m <sup>2</sup>
Ax	Surface perpendiculaire à la direction opposée à $\vec{e}_x$	m <sup>2</sup>
B	Rayonnement solaire direct	W.m <sup>-2</sup>
$\mathcal{B}$	Base orthonormé de dimension 3	-
BRF	Beam Radiance Factor	%
CI	Indice de nuage	-
Co	Nombre de courant	-
CR	Facteur de concentration (concentration ration)	-
D	Rayonnement solaire diffus	W.m <sup>-2</sup>
d	distance	m
E	Energie ou Eclaircement	J ou W
f	Distance focale d'une parabole	m
F	Facteur de forme	-
FC	Facteur de correction	-
G	Rayonnement solaire global	W.m <sup>-2</sup>

h	Enthalpie massique	J.kg <sup>-1</sup>
i	Indice de discrétisation spatial dans la direction $\vec{e}_x$	-
j	Indice de discrétisation spatial dans la direction $\vec{e}_x$	-
J	Radiasité	W
k	Conductivité thermique	W.m <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup>
L	Longueur de circuit caloporteur du champ de capteurs	m
M	Masse	kg
N	Nombre entier	-
n	Indice de discrétisation dans le temps	-
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur	J.kg <sup>-1</sup>
Pr	Nombre de Prandtl	-
Q	Energie sous forme	J
R	Rayon géométrique	m
Re	Nombre de Reynolds	-
rMBE	Relative Mean Bias Error (erreur moyenne relative)	%
rRMSE	Relative Root Mean Square Error (erreur quadratique moyenne relative)	%
S	Dimension le long de $\vec{e}_s$	m
S <sub>0</sub>	Densité de flux solaire extra-atmosphérique	W.m <sup>-2</sup>
T	Température (interne)	K
T <sub>i</sub>	Température de surface intérieure (ou à l'entrée d'un volume)	K
T <sub>o</sub>	Température de surface extérieure (ou à la sortie d'un volume)	K
u	Composant de la vitesse dans la direction $\vec{e}_x$	m.s <sup>-1</sup>
u	Vitesse axial	m.s <sup>-1</sup>
V	Volume quelconque	m <sup>3</sup>
V	Volume	m <sup>-3</sup>
X	Dimension le long de $\vec{e}_x$	m
Y	Dimension le long de $\vec{e}_y$	m
Z	Dimension le long de $\vec{e}_z$	m

## Opérateurs

$\dot{\square}$	Dérivé par rapport au temps
$\hat{\square}$	Moyenne par rapport à l'espace
$\langle \square \rangle_{\Delta t}$	Moyenne sur une période d'intégration $\Delta t$
$\Sigma_{\square}^{\Delta t}$	Somme sur une période d'intégration $\Delta t$



## Lettres grecs

$\alpha_s$	Élévation solaire	° ou rad
$\gamma_s$	Azimut solaire	° ou rad
$\theta_z$	Zénith solaire	° ou rad
$\lambda_g$	Longitude géographique	°
$\phi_g$	Latitude géographique	°
$\delta$	Déclinaison solaire	° ou rad
$\eta$	Rendement	%
$\rho$	Masse volumique	kg.m <sup>-3</sup>
$\sigma$	Constante de Stefan-Boltzmann	W.m <sup>-2</sup> .K <sup>-4</sup>
$\tau$	Facteur de transmission ou épaisseur optique	-
$\omega$	Angle horaire solaire	° ou rad
$\alpha$	Facteur d'absorption	-
$\varepsilon$	Facteur d'émission	-

## Indices et exposants

ab	Relatif au volume d'air en partie basse de la cavité du récepteur
at	Relatif au volume d'air en partie haute de la cavité du récepteur
b	Relatif à l'isolant thermique
bio	Relatif à la biomasse
c	Relatif au poteau
cd	Relatif au transfert conductif
ch	Relatif à la chaudière à biomasse
cs	Clear sky (ciel clair)
cv	Relatif au transfert convectif
ex	Relatif à une grandeur extrapolée
ext	Relatif à l'environnement extérieur au récepteur
g	Relatif au vitrage
H	Relatif au plan horizontal
h	Période d'intégration sur l'heure
in	Relatif à une grandeur d'entrée

lr	Relatif au réflecteur latéral
m	Relatif au miroir ou période d'intégration sur la minute
N	Relatif au plan normal à la direction du rayonnement solaire normal
opt	Relatif aux notions optiques
opt	Relatif aux propriétés optiques de la matière
out	Relatif à une grandeur de sortie
p	Relatif au point visé par un miroir
r	Relatif au réflecteur secondaire
rd	Relatif au transfert radiatif
rv	Relatif au récepteur
s	Relatif à une section du récepteur linéaire
sp	Relatif à la consigne (Set point)
st	Relatif au stock de chaleur
t	Relatif au tube absorbeur
th	Relatif aux notions thermiques
tr	Relatif au réflecteur transversal
Tur	Relatif aux à la phase de turbinage du cycle ORC
y	Période d'intégration sur l'année

## Acronymes

AERONET	AErosol RObotic NETwork
ASRC	Atmospheric Sciences Research Center
BSRN	Baseline Surface Radiation Network
CDF	Fonction de densité probabilité cumulative
CFL	Courant-Friedrichs-Lewy
CPC	Concentrateur Parabolique Composé
ESA	European Space Agency
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ORC	Organic Rankine Cycle
SoDa	Solar radiation Data
SOLIFRE	Solar LInear Fresnel REceiver
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
TAC	Tubine A Combustion

WMO World Meteorological Organization



# INTRODUCTION GENERALE

Selon l'observatoire réunionnais de l'énergie (OER), entre 2000 et 2012, la part des énergies fossiles importées (charbon, produits pétroliers et butane) dans la consommation d'énergie primaire (carburants pour les transports, chaleur et électricité) à La Réunion est de 86 %. Le reste provient des ressources locales, toutes renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire et éolien) (Guezello and Huitelec 2013). L'île n'est pas interconnectée à d'autres réseaux électriques hors du territoire. Ainsi, le réseau de l'île peut difficilement supporter la défaillance de ses moyens de production.

Pour la production d'électricité sur cette même période, la part des énergies fossiles importée est de 63 %. Ces importations ont permis et permettent de répondre à la demande électrique de l'île avec des moyennes de production fiables. Des moteurs diesel et deux centrales à charbon-bagasse assurent une production en base. Des turbines à combustion fonctionnant au fioul assurent une production à la pointe. Ces importations et ces moyens de production pèsent sur l'économie locale et nationale. Selon (Bareigts and Fasquelle 2014), le coût de production de l'électricité dans les outremer est en moyenne trois à quatre fois supérieur à celui de la métropole qui est de l'ordre de 60 €/MWh. Les moyens de production les plus chers dans les outremer sont les turbines à combustion, avec un coût variant entre 400 et 600 €/MWh selon la région. Toutefois, la loi sur le service public de l'électricité impose une péréquation des tarifs de vente de l'électricité en France. Par conséquent, l'opérateur de l'île, EDF-SEI, vend l'électricité au même prix qu'en métropole, soit en moyenne 135 €/MWh. La différence de coût de production entre la métropole et La Réunion est compensée financièrement par l'État au travers de la *Contribution au Service Public de l'Électricité*.

De plus, ces moyens de production nuisent à l'environnement et à la santé. Outre le fait que les moyens de production exploitant les énergies « fossiles » émettent du CO<sub>2</sub>, dont l'impact sur l'environnement a largement été démontré. Les moteurs diesel et les turbines à combustion émettent des particules toxiques et/ou irritantes, tels que le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les oxydes

d'azote (NO<sub>x</sub>) et des poussières. D'ailleurs, le 24 février 2012, la préfecture de La Réunion a mise en demeure EDF-SEI pour sa centrale du Port-Est (moteurs diesel), pour avoir constaté, entre autres, que « les moteurs ne respectent notamment pas la valeur limite à l'émission (VLE) de 1900 mg.Nm<sup>-3</sup> d'oxydes d'azote » (Arrêté n° 2012 - 253 /SG/DRCTCV). Cette centrale a été définitivement arrêtée en 2013 et remplacée par une nouvelle centrale à moteur diesel (Port-Est).

Outre, ces aspects économiques et environnementaux, cette dépendance énergétique, due à ces importations, fragilise le secteur de l'énergie de l'île, puisque soumis aux aléas extérieurs (possible rupture de la chaîne d'approvisionnement, augmentation des coûts de la ressource et du transport).

Face à ces difficultés présentes et futures, il y a une volonté de la part de l'État, de la Région, du Département et de certains acteurs locaux de l'énergie d'amorcer une transition énergétique de l'île vers son autosuffisance. Cela passe par la maîtrise de l'énergie et un mix d'énergies locales (toutes renouvelables) sécurisé par des moyens de production « fossiles » offrant un appoint lorsque les ressources locales sont insuffisantes. Ces deux extrémités étant reliées par un réseau électrique performant et intelligent.

La Figure 1 montre l'évolution de la production annuelle d'électricité entre 2000 et 2012.

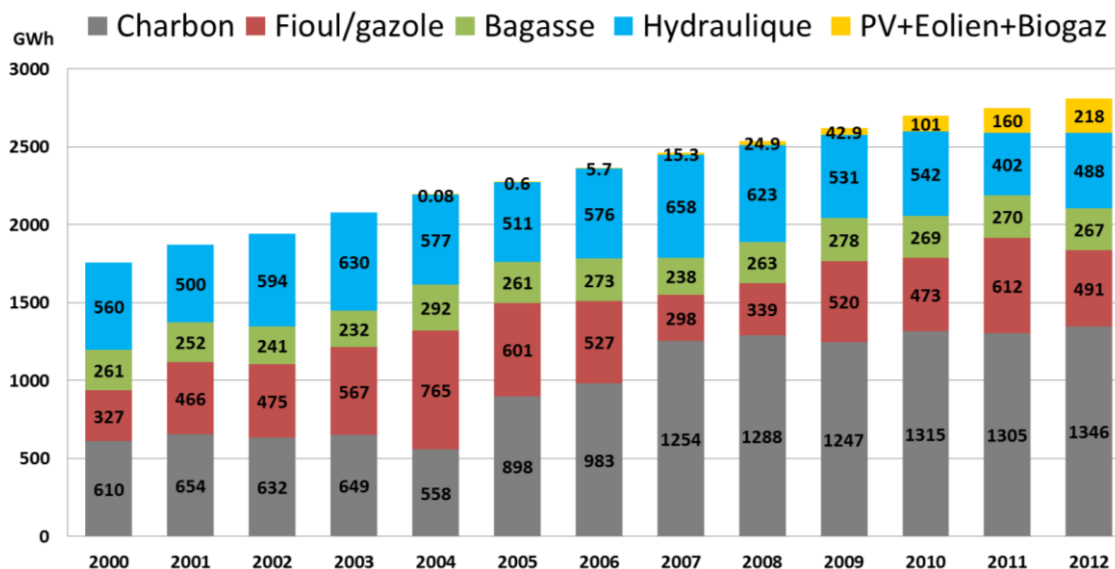


Figure 1 : Évolution de la production électrique de 2000 à 2012 (Guezello and Huitelec 2013)

Concernant les ressources locales (renouvelables), l'hydraulique est utilisée pour un fonctionnement en base et pour un fonctionnement à la pointe. La bagasse est utilisée pour un fonctionnement en base uniquement pendant la période sucrière de juillet à décembre. D'autres énergies renouvelables pouvant fonctionner en base sont à l'étude, il y a notamment l'énergie thermique des mers et dans une moindre mesure la géothermie.

Depuis 2004, de l'électricité produite à partir de ressources intermittentes (solaire et éolien) est injectée sur le réseau de l'île. La grande majorité de cette énergie provient de diverses centrales photovoltaïques. En 2012, la puissance installée cumulée des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau a atteint 152 MWc pour une production totale annuelle de 190,4 GWh, soit un peu moins de 7% de l'énergie électrique totale produite cette année-là. La très grande majorité de ces centrales injectent sur le réseau l'électricité qu'elles produisent « au fil du Soleil » et n'utilisent pas de batteries pour lisser la puissance injectée. Ainsi, la nature intermittente de la ressource solaire est transmise à l'électricité produite. Lorsque la proportion de cette puissance électrique transitant sur le réseau devient trop importante, des variations rapides et de grandes amplitudes de cette puissance peuvent mettre en risque l'équilibre offre-demande du réseau. Pour prévenir ce risque, l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 modifié autorise le gestionnaire du réseau à déconnecter les sources de puissances intermittentes afin de préserver la stabilité du réseau, lorsque la proportion cumulée de ces puissances (actives) injectées sur le réseau est supérieure ou égale à 30 %. En 2013, il y a eu 55 jours où ces déconnexions se sont produits (Bareigts and Fasquelle 2014), limitant ainsi l'exploitation des énergies intermittentes.

Pour augmenter la part l'exploitation de l'énergie solaire, il faut « sécuriser » l'électricité injectée sur le réseau. Concrètement, le producteur doit garantir au gestionnaire du réseau au moins une heure avant le début de production, la puissance (constante) qu'il va fournir et sa durée de production.

Pour cela il existe deux solutions complémentaires : 1/ la prévision de la ressource solaire et 2/ le stockage de l'énergie. La première solution n'est pas encore exploitée en France. La seconde solution permet de lisser la production et offre l'avantage de pouvoir déplacer la période d'injection sur le réseau par rapport à la période d'ensoleillement. Dans l'une de ses feuilles de route, l'Agence Internationale de l'Énergie présente une vue d'ensemble des systèmes de stockage actuellement commercialisés et à l'étude (Lott and Kim 2014). L'objectif de l'étude présenté dans ce manuscrit n'est pas de comparer, d'un point de vue technique et économique, les systèmes de production et de stockage d'énergie existants, mais d'étudier une solution qui pourrait être appliquée à La Réunion.

En plus du procédé photovoltaïque, le solaire thermodynamique à concentration est un autre procédé pour produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire. Très sommairement, son principe est de concentrer la composante directe du rayonnement solaire pour générer une source de chaleur à haute température. Puis, d'utiliser la différence de température entre cette source de chaleur et l'environnement ambiant pour faire fonctionner une machine thermodynamique. Cette machine, couplée à un alternateur, produit l'électricité. L'avantage de

ce procédé est de pouvoir disposer un système de stockage thermique entre la production de chaleur et la production d'électricité. Ce procédé est exploité dans certaines régions désertiques du globe (Sud-Ouest des États-Unis, Sud de l'Espagne, Australie...) où elle présente de bons rendements en raison du fort ensoleillement direct reçu et de la faible variabilité de ce rayonnement. Les centrales SEGS exploitées en Arizona (USA) en sont un exemple (Pharabod and Philibert 1991). La condition première pour exploiter, de façon économiquement rentable, ce type de centrale est d'avoir un ensoleillement direct normal annuel suffisant. (Breyer 2009) estime que le seuil minimum peut être de  $1800 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{an}^{-1}$  pour les technologies les moins onéreuses. Les cartes mondiales d'ensoleillement direct normal annuel montrent que ce niveau d'ensoleillement est également atteint dans des régions non désertiques et notamment à La Réunion. Cependant, la résolution spatiale de ces cartes n'offre qu'une évaluation grossière de cette ressource à La Réunion. De plus, d'autres conditions sont nécessaires pour la mise en œuvre des procédés solaires thermodynamiques à concentration.

Cette thèse porte sur l'évaluation du potentiel des technologies solaires thermodynamiques à concentration à La Réunion. Pour cela plusieurs études ont été réalisées : 1/ les contraintes locales et les exigences du gestionnaire du réseau électrique ont été analysées afin de choisir une combinaison de technologies et une stratégie de production viable et pertinente pour l'île ; 2/ la ressource solaire directe normale reçue sur le territoire a été évaluée à partir d'observations satellites et de mesures au sol ; 3/ une centrale constituée des technologies retenues a été modélisée numériquement et le productible électrique de ce modèle a été simulé. Les trois parties de ce manuscrit de thèse présenté ci-après correspondent à ces trois études.

La problématique de cette thèse se focalise sur la production d'électricité, mais ce procédé produit avant tout de la chaleur à haute température qui pourrait être utile pour l'industrie locale, en particulier l'industrie agroalimentaire. L'aspect économique n'est pas abordé, à part sous des considérations de bon sens.



# **Partie I**

## **SOLAIRE**

### **THERMODYNAMIQUE ET**

### **SPECIFICITES DE L'ILE**

# Chapitre 1

## Le solaire thermodynamique à concentration

### 1.1 Principe

Une centrale solaire thermodynamique à concentration est composée d'un champ de capteurs solaires, d'une machine thermodynamique et éventuellement d'un système de stockage de chaleur.

Un capteur solaire à concentration est composé de miroirs et d'un récepteur. Les miroirs concentrent le rayonnement solaire direct sur le réflecteur (le rayonnement solaire diffus n'est pas exploitable). Pour pouvoir concentrer le rayonnement solaire continuellement sur le réflecteur, les positions des miroirs changent en fonction de la position du Soleil. Le réflecteur est à minima constitué d'un élément qui a la capacité d'absorber une grande part du rayonnement solaire, appelé absorbeur. Cette absorption génère de la chaleur qui est en partie transmise à un caloporteur qui circule à travers l'absorbeur. En général, le caloporteur est un fluide, mais utilisation de particules solides est également à l'étude, comme l'utilisation de sable par exemple ([Flamant et al. 2013](#)). Le reste de la chaleur est dissipé dans l'environnement extérieur. L'intérêt de ces capteurs est d'utiliser de grandes surfaces de miroirs pour capter un maximum de rayonnement solaire et de réduire au maximum la surface de récepteur pour minimiser les échanges thermiques avec l'extérieur, donc les dissipations. Cela permet d'atteindre des températures élevées. Par exemple, le four solaire d'Odeillo (France) permet d'atteindre des températures supérieures à 3 500 °C.

La puissance thermique transmise au caloporteur est produite au fil du Soleil. Par conséquent, cette production est aussi variable que le rayonnement solaire. Afin de ne pas subir cette variabilité, il est possible d'accumuler la chaleur produite dans un système de stockage. Cette chaleur peut être ensuite restituée plus tard de façon continue pour être transmise au cycle thermodynamique.

La puissance thermique fournie par le champ de capteurs ou par le système de stockage de chaleur sert à faire fonctionner le cycle thermodynamique. Pour un cycle classique, un cycle de Rankine par exemple, cette puissance thermique traverse un échangeur le générateur de vapeur. Une partie de cette puissance est transmise au fluide de travail du cycle. Ce fluide de travail se vaporise, puis se détend à travers une turbine qui est ainsi mise en mouvement. Un alternateur solidaire de la turbine produit l'électricité. Ensuite, le fluide est condensé à travers un autre échangeur de chaleur (le condenseur) alimenté par une source froide (air ou eau ambiante). Certaines centrales utilisent de l'eau à la fois comme fluide caloporteur et comme fluide de travail. L'eau passe en phase vapeur au travers du champ de capteurs, puis cette vapeur alimente directement la turbine. Ces centrales sont dites « à génération directe de vapeur ».

## 1.2 Revue des technologies

(Simbolotti 2013), (Philibert 2013) et (Baharoon et al. 2015) proposent un état de l'art complet de ce procédé et de ses perspectives de développement. Toutefois, une brève revue des technologies les plus utilisées est présentée ci-après.

### 1.2.1 *Capteurs à concentration*

#### 1.2.1.1 *Facteur de concentration*

Les capteurs solaires à concentration sont caractérisés par un facteur de concentration optique ( $CR$ ). Ce facteur est le rapport entre deux densités de flux solaire. Différentes densités de flux peuvent être considérées au numérateur. Il y a la densité moyenne de flux : 1/capté en entrée du récepteur, 2/incident sur l'élément absorbeur ou 3/absorbé par l'élément absorbeur. Le dénominateur correspond à la densité de flux solaire direct normal mesuré au sol. Dans cette étude, le facteur de concentration optique utilisé est défini en fonction de la densité moyenne de flux absorbé par l'élément absorbeur.

#### 1.2.1.2 *Rendement optique*

Ces capteurs sont également caractérisés par leur rendement optique. Ce rendement est le rapport entre le flux solaire absorbé par l'élément absorbeur, et le produit entre la densité de flux solaire direct normale à la direction du Soleil et la surface totale des miroirs. Ce produit n'a pas de signification physique (ce n'est pas le rayonnement réel capté par les miroirs), mais il est communément utilisé dans la littérature comme référence.

### 1.2.1.3 Les capteurs

Les quatre technologies de capteurs solaires à concentration les plus utilisées sont : 1/le capteur linéaire de Fresnel (CR  $\approx$  10-60), 2/le capteur cylindro-paraboliques (CR  $\approx$  70-100), 3/la centrale à tour (CR  $\approx$  300-1000) et 4/le capteur parabolique (CR  $\approx$  1000-4000).

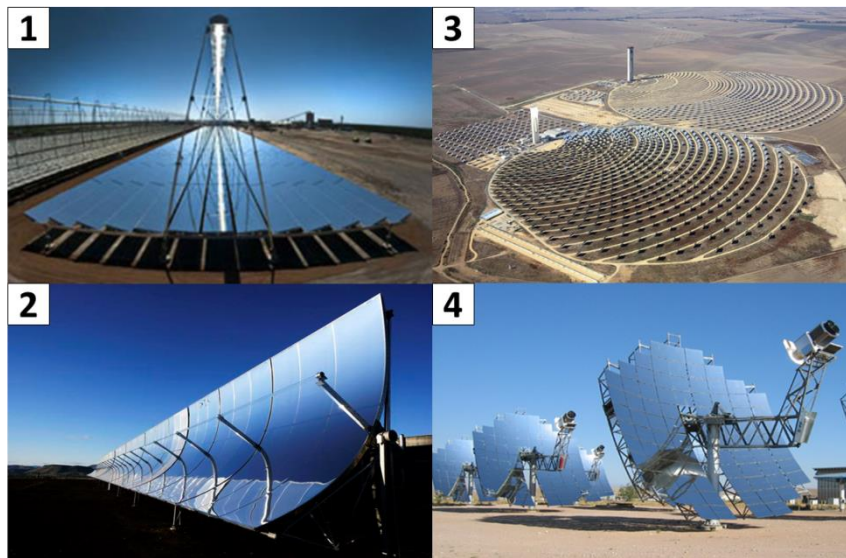


Figure 2 : Capteurs solaires à concentration : (1) linéaire de Fresnel (source : AREVA Solar) ; (2) cylindro-parabolique (source : Experiment) ; (3) centrale à tour (source : Abengoa Solar) et parabolique (source : courtesy of Stirling Energy)

Un capteur linéaire de Fresnel (cf. [Figure 2-1](#)) est constitué de plusieurs alignements de miroirs montés sur des axes de rotation disposés en parallèle les uns à côté des autres. Les miroirs peuvent être plats, mais ils sont plus généralement légèrement courbés dans le sens de la longueur afin d'augmenter le facteur de concentration. Ces alignements de miroirs pivotent autour de leurs axes de rotation afin de réfléchir continuellement le rayonnement solaire direct sur un récepteur linéaire fixe placé au-dessus du champ de miroirs. ([Zhu et al. 2013](#)) proposent un état de l'art complet de ce capteur.

Un capteur à miroirs cylindro-paraboliques (cf. [Figure 2-2](#)) concentre le rayonnement solaire direct sur un récepteur linéaire placé sur la ligne focale des miroirs. Le récepteur linéaire est généralement formé d'un tube sous vide pour limiter les dissipations par convection. La position relative des miroirs est fixe par rapport au récepteur. L'ensemble pivote généralement autour d'un seul axe de rotation pour que le Soleil soit continuellement contenu dans le plan focal.

Une centrale à tour (cf. [Figure 2-3](#)) est constituée d'un champ d'héliostats. Un héliostat est un mécanisme permettant une rotation suivant deux axes de rotation perpendiculaires. Un ensemble de miroirs plats ou légèrement courbés est fixé sur ces héliostats. Chaque héliostat est

piloté pour réfléchir continuellement le rayonnement solaire direct sur le sommet d'une tour où se trouve le récepteur.

Un capteur à miroir parabolique de révolution (cf. [Figure 2-4](#)) concentre le rayonnement solaire direct sur un récepteur ponctuel placé sur le point focal du miroir. En général, un moteur Stirling est placé directement au foyer pour produire l'électricité. La position du miroir est donc fixe par rapport au récepteur. L'ensemble est fixé sur un héliostat qui est piloté pour que la ligne focale du miroir soit continuellement en direction du Soleil.

Les différences de performance entre ces quatre technologies sont dues à deux aspects.

Premièrement, ces différences sont dues aux dimensions des récepteurs. Les capteurs linéaires de Fresnel et les capteurs cylindro-paraboliques concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur linéaire. Alors que les centrales à tour et les capteurs paraboliques concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur ponctuel. Les surfaces d'échange des récepteurs avec l'extérieur et donc les déperditions thermiques sont bien plus importantes pour les deux premiers capteurs, ce qui limite la chaleur utile qu'ils fournissent.

Deuxièmement, ces différences sont dues, d'une part, aux surfaces apparentes des miroirs dans la direction du Soleil et d'autre part à la surface apparente du récepteur vu des miroirs. La diminution des dimensions de ces surfaces apparentes par rapport à celles des surfaces réelles, diminue le facteur de concentration du capteur, donc ces performances. Cette diminution est communément appelée *perte par effet cosinus*. Cette *perte* est importante pour les capteurs linéaires de Fresnel et les centrales à tour. Il est d'autant plus important que les miroirs sont éloignés du récepteur. De plus, cette *perte* est fonction de la position du Soleil pour ces deux capteurs. Elle est presque constante pour les capteurs cylindro-paraboliques et elle est constante pour les capteurs paraboliques. Pour ces deux derniers capteurs, cette *perte* est fonction de la concavité des miroirs et donc de la distance focale. Cette *perte* diminue lorsque la distance focale augmente et l'augmentation de la distance focale à un coût. Il y a donc un compromis technicoéconomique pour minimiser cette *perte*.

Ces différences de performance sont toutefois contrebalancées en partie par des considérations techniques et économiques.

Premièrement, la forte courbure des miroirs des capteurs cylindro-paraboliques ou paraboliques induit un coût de fabrication plus élevé que celui des miroirs équipant les capteurs de Fresnel ou les centrales à tour. De plus, cette forte courbure augmente la prise en vent de ces miroirs. Par conséquent, la structure d'accueil des miroirs doit être renforcée, ce qui augmente également le coût d'investissement.

Deuxièmement, (Ong et al. 2013) montrent, sur la base de centrales existantes aux États-Unis, que le terrain occupé par ces centrales (champ de capteurs, système de stockage, unité de puissance et autres infrastructures nécessaires au fonctionnement de la centrale) est en moyenne de : 0,8 ha.MWe<sup>-1</sup> pour une centrale « Fresnel », de 2,5 ha.MWe<sup>-1</sup> pour une centrale « cylindro-parabolique », 3,3 ha.MWe<sup>-1</sup> pour une centrale à tour et 1,1 ha.MWe<sup>-1</sup> pour les centrales « paraboliques » (dish-Striling). Ces ratios sont calculés sur la base des puissances électriques nominales installées. L'occupation du terrain est un point important à prendre en compte lorsque le foncier disponible est limité.

Troisièmement, les capteurs linéaires de Fresnel et les centrales à tour utilisent un récepteur fixe, ce qui facilite la collecte de l'énergie produite.

Ces considérations techniques et économiques font que, malgré son faible rendement optique moyen, le capteur linéaire de Fresnel est compétitif par rapport aux autres technologies.

### 1.2.2 *Stockage de chaleur*

La chaleur produite par le champ de capteur peut être stockée sous trois formes : sensible, latente ou thermo-chimique. Le stockage par chaleur sensible, consiste à transférer la chaleur dans un matériau, généralement à l'état liquide ou solide, sans changement de phase de celui-ci. L'accumulation de cette chaleur provoque une élévation en température. Ce qui est en faveur des dissipations thermiques. Ce procédé exploite la capacité calorifique du matériau.

Le stockage par chaleur latente consiste à exploiter l'enthalpie de changement d'état d'un matériau, appelé matériau à changement de phase. La chaleur est transférée au matériau et celui-ci l'absorbe en changeant d'état (solide vers liquide ou liquide vers gaz). Lorsque le changement d'état inverse est permis, la chaleur apportée est restituée. Le changement d'état du matériau se produit à pression et température constante.

Le stockage thermo-chimique exploite l'énergie mise en jeu lors de l'hydratation ou de la déshydratation (réactions chimiques renversables) d'un solide par un gaz. Lors de la phase de stockage, le solide est hydraté et la chaleur fournie permet de séparer le gaz du solide. Cette réaction est endothermique, c'est la déshydratation. Le solide et le gaz sont stockés séparément. Lors de la phase de déstockage, le solide et le gaz sont mis en contact. Le gaz hydrate le solide. Cette réaction est exothermique. La chaleur libérée lors de cette réaction est donc récupérée.

Ces trois formes de stockage se distinguent par leur densité d'énergie stockable, leur rendement, leur coût et leur mise en œuvre. (Hauer 2013) propose des ordres de grandeur résumés dans le tableau ci-dessous.

	Système de stockage		
	Sensible	Latent	Thermochimique
Densité d'énergie stockable [kWh/tonne]	10-50	50-150	120-250
Rendement [%]	50-90	75-90	75-100
Coût [€/kWh]	0,1-10	10-50	8-100

Tableau 1: Ordres de grandeur des systèmes de stockage de chaleur

Le rendement du stockage sensible est fortement lié au coefficient de déperdition du stock et à la durée entre la phase de stockage et de déstockage. Les meilleures performances du stockage latent et thermochimique sont contrebalancées par une mise en œuvre plus difficile. Des difficultés apparaissent pour récupérer la chaleur lors du déstockage. Cependant de nombreux travaux sont actuellement menés pour améliorer cela. (Gil et al. 2010), (Fernandes et al. 2012) et (Lott and Kim 2014) présentent un bon descriptif et état de l'art de ces moyens de stockage.

### 1.2.3 Conversion chaleur/travail

Il existe plusieurs cycles thermodynamiques permettant d'exploiter la différence de température entre deux sources de chaleur pour produire un travail mécanique. Il y a une source « chaude » et une source « froide ». Générer une source de chaleur a un coût énergétique. En pratique, pour réduire ce coût énergétique, l'environnement ambiant, qui est une source de chaleur « gratuite » est utilisée comme source « froide » ou « chaude ». Pour les procédés solaires thermodynamiques, l'environnement ambiant est utilisé comme source « froide ». Le cycle thermodynamique est choisi en fonction de la température de la source « chaude » selon des critères de performances et de coût. Dans le domaine du solaire thermodynamique, les cycles plus utilisés sont, dans l'ordre croissant des rendements : les cycles organiques de Rankine (10-24%), les cycles de Rankine à vapeur (20-37%), les cycles de Stirling (30-40%) et le cycle de Brayton (35-43%) (Ferriere 2009; Pharabod and Philibert 1991).

### 1.2.4 Conclusion

La Figure 3, résume ces différentes technologies et présente leur association possible en fonction de la température de la source « chaude ». Cette figure est inspiré de la feuille de route l'ADEME sur le solaire thermodynamique (ADEME 2011) et d'une présentation de (Ferriere 2009).

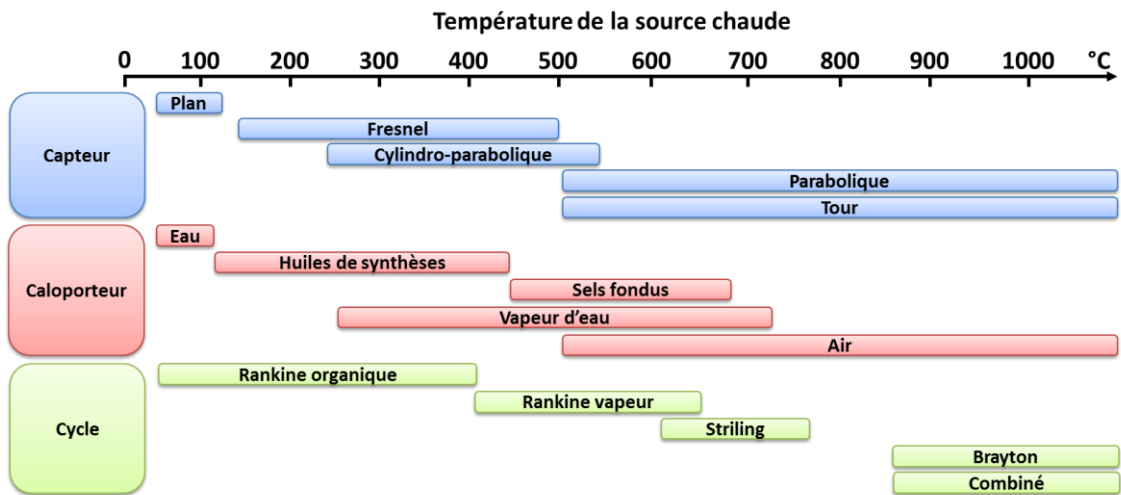


Figure 3 : Technologies en fonction de la température de la source chaude

Le choix de ces technologies dépend, en partie, des caractéristiques du site d'implantation de la centrale et de la stratégie de fonctionnement. Le chapitre suivant présente l'évaluation de ces deux points pour le territoire de La Réunion.



# Chapitre 2

## Évaluation des sites, besoins de l'Île et choix technologiques

### 2.1 Exigences du procédé solaire thermodynamique à concentration

Le choix du site d'implantation d'une centrale solaire thermodynamique nécessite l'évaluation d'au moins cinq critères portant sur : 1/la ressource solaire directe ; 2/l'espace foncier disponible et sa topographie ; 3/les vitesses de vents extrêmes ; 4/la disponibilité en eau et 5/la proximité du réseau. Chacun de ces critères est discuté ci-après.

#### 2.1.1 *Ressource solaire directe*

L'évaluation de la ressource solaire directe est primordiale puisque la rentabilité économique de la centrale en dépend. Pour atteindre une rentabilité financière, (Breyer 2009) estime que le seuil minimum de l'ensoleillement direct normal reçu en moyenne sur l'année peut être de  $1800 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{an}^{-1}$  pour les technologies les moins onéreuses. Outre l'évaluation de la quantité de l'ensoleillement reçu, il faut évaluer la qualité (variabilité) du rayonnement à partir de mesures au sol. Ces mesures permettent de prendre en compte les troubles atmosphériques locaux (p. ex. de la vapeur d'eau et des poussières provenant de rejets industriels ou d'incinération de déchets verts) et les ombres portées dues aux reliefs proches. La [Partie II](#) de ce manuscrit présente cette évaluation pour La Réunion.

#### 2.1.2 *Disponibilité du foncier*

Le champ de capteurs solaire occupe un foncier important (cf. section 1.2.1). Contrairement aux grandes plaines des déserts du Sud-Ouest américain, La Réunion dispose d'un foncier très limité. Il faut donc choisir une technologie qui minimise cette emprise au sol.

La topographie du foncier disponible doit également être évaluée. En effet, les capteurs cylindro-paraboliques pivotant sur un seul axe nécessitent des terrains plats. Alors que les

capteurs linéaires de Fresnel peuvent s'adapter à des pentes supérieures à 3 % (ADEME 2011). La grande majorité des terrains avec de faibles pentes se trouve sur le littoral de l'île. C'est à cet endroit que la pression foncière est la plus forte (mise en compétition avec l'agriculture et immobilier). Les installations solaires au sol entre en concurrence avec les espaces agricoles et les espaces bâtis.

Le champ d'héliostats des centrales à tour et les capteurs paraboliques peuvent, dans certains cas, tirer avantage d'un relief à forte pente. Une disposition adéquate permet de réduire les ombres portées d'un héliostat sur un autre et ainsi augmenter la densité du champ. C'est le cas du champ d'héliostats du four solaire d'Odeillo. Ainsi, ces deux technologies pourraient tirer avantage des reliefs importants de l'île.

### **2.1.3 Résistance au vent**

La Réunion est située dans une des régions cycloniques du globe et le champ de miroirs de ces centrales offre une importante surface de prise au vent. Il apparaît donc comme nécessaire d'utiliser des champs de miroirs avec des surfaces morcelées afin de diminuer cette prise au vent. En cas de forts vents, les capteurs linéaires de Fresnel et les centrales à tour ont l'avantage de pouvoir positionner leurs miroirs plats (ou légèrement courbés) à l'horizontale, ce qui réduit considérablement leur prise au vent. L'utilisation des capteurs cylindro-paraboliques et paraboliques semblent être plus problématique dans ces conditions. Selon le fabricant allemand de capteurs linéaires de Fresnel, *Industrial Solar*, ces capteurs peuvent fonctionner normalement pour des vitesses de vent allant jusqu'à 100 km.h<sup>-1</sup>. De plus, ces capteurs résistent en position horizontale à des vitesses de vent allant jusqu'à 180 km.h<sup>-1</sup>. Selon Météo-France Réunion, en dehors des périodes cycloniques les rafales de vent dépassent rarement les 100 km.h<sup>-1</sup>. Cependant, des vents supérieurs à 200 km.h<sup>-1</sup> ont été mesurés en période cyclonique (Jumaux, Quetelard, and Roy 2011). Ainsi, il faut envisager de renforcer la structure d'accueil des miroirs pour résister à ces vents cycloniques. Cela entraîne une augmentation du coût d'investissement. Cette question cruciale devra être étudiée en détail dans de futurs travaux.

### **2.1.4 Disponibilité en eau**

La disponibilité d'une source d'eau à proximité d'une centrale solaire thermodynamique est un avantage. D'une part, l'eau est nécessaire pour le nettoyage des miroirs. D'autre part, il est plus efficace d'utiliser l'eau plutôt que l'air ambiant pour la source froide du cycle thermodynamique. À La Réunion, il est tout à fait envisageable d'utiliser de l'eau comme source froide. Il est possible de créer un bassin de rétention d'eau à proximité de la centrale et récupérer les eaux de pluie. D'autre part, pour la source froide, il peut être envisagé d'utiliser l'eau de mer si la centrale se trouve sur le littoral de l'île.

### **2.1.5 Proximité du réseau électrique**

Dans les régions désertiques, loin des habitations, l'une des questions qui se posent concerne la proximité du réseau. Il est plus avantageux de disposer la centrale près d'une branche non saturée du réseau existant afin de réduire les coûts de raccordement.

### **2.1.6 Autre critère d'évaluation**

Ces critères d'évaluation ci-dessus sont les critères principaux, mais il y a certainement d'autres critères à prendre compte. Notamment des critères liés à la sécurité des personnes et à la protection de l'environnement. Par exemple, le fait d'exploiter un champ de miroirs soulève la question de l'éblouissement qui gênerait la population aux alentours et l'aviation. Toutes les questions liées à l'exploitation d'une telle centrale ne sont pas traitées dans cette étude. Elles devront être traitées dans de travaux futurs.

## **2.2 Choix d'une technologie de capteur viable pour La Réunion**

Au vu des contraintes de l'île liées aux vents cycloniques et la disponibilité du foncier, je recommande d'utiliser sur l'île des capteurs linéaires de Fresnel. Ces capteurs mobilisent moins de fonciers et leur conception leur permet d'être exploités par temps de fort vent (jusqu'à 100 km.h<sup>-1</sup>). La perspective d'exploiter une centrale à tour sur des sites à fort relief n'est pas à exclure puisque sur ces sites la pression foncière est moins forte. Par contre, l'utilisation des capteurs cylindro-paraboliques et paraboliques semble compromise en raison de leur importante prise au vent.

Dans la suite de cette étude, la centrale étudiée utilise des capteurs linéaires de Fresnel. Pour cette première étude, j'ai choisi de ne pas étudier la génération directe de vapeur, bien que cette solution présente de nombreux avantages. Les changements de phases et les écoulements diphasiques dans ces conditions sont des problèmes très complexes qui méritent d'être traités à part entièrement. Plus raisonnablement, j'ai choisi de considérer une huile de synthèse comme fluide caloporteur et d'éviter les changements de phase. Un cycle organique de Rankine a été associé au capteur linéaire de Fresnel.

## **2.3 Exigence du réseau électrique réunionnais et stratégie de production**

Pour le bon fonctionnement des charges connectées au réseau électrique, le gestionnaire du réseau doit continuellement maintenir l'équilibre entre la consommation et la puissance électrique que le gestionnaire injecte sur le réseau. Pour assurer la stabilité du réseau, la

proportion d'électricité « intermittente » injectée peut être limitée lorsque celle-ci est supérieure ou égale à 30 % ( cf. [Introduction générale](#)).

Au-delà de ce seuil des 30 %, le gestionnaire demande au producteur de garantir les niveaux de puissance produits et les périodes de production, au moins une heure avant le début de production. Cela peut être fait en utilisant des systèmes de stockage d'énergie. Pour les centrales solaires thermodynamiques, le gestionnaire du réseau de l'île, EDF-SEI, suggère deux profils d'injection sur le réseau (cf. [Figure 4](#)).

Le premier est un profil d'injection en semi-base au cours de la journée (trait discontinu bleu). Lorsque le champ de capteur produit de la chaleur, une partie est dirigée vers la machine thermodynamique et l'autre partie est stockée. La chaleur contenue dans le stock est ensuite utilisée pour produire de l'électricité lorsque le rayonnement solaire est insuffisant. Cette stratégie permet éventuellement de prolonger la période de production en fin de journée.

Le second est un profil d'injection aux heures de pointe de début de soirée, typiquement à La Réunion, entre 18 h et 21 h. Durant la journée, toute la chaleur produite par le champ de capteur est stockée, puis en début de soirée, cette chaleur est restituée pour produire de l'électricité aux heures de pointe.

D'un point de vue technique, ces deux stratégies sollicitent de manière différente le stock. La première peut amener le stock à être chargé et déchargé en même temps. Alors que la seconde stratégie identifie clairement une phase de stockage dissociée de la phase de déstockage. Ainsi ces sollicitations différentes sont plus ou moins adaptées en fonction du principe de stockage retenu (sensible, latent ou thermochimique).

D'un point de vue économique, la première stratégie nécessite un volume de stockage moins important que la seconde. Ce qui signifie un coût d'investissement et de maintenance moins élevé. En revanche, la seconde stratégie permet d'être plus compétitif par rapport aux moyens de production « fossiles » et notamment par rapport aux turbines à combustible. En effet, aux heures de pointe le gestionnaire du réseau commande la mise en route des turbines à combustion au fioul. C'est le moyen de production le plus cher et le plus polluant. Concentrer la production d'électricité « solaire » sur cette période permet de faire économiser au gestionnaire la différence de coût de production entre le solaire thermodynamique et les turbines à combustible.

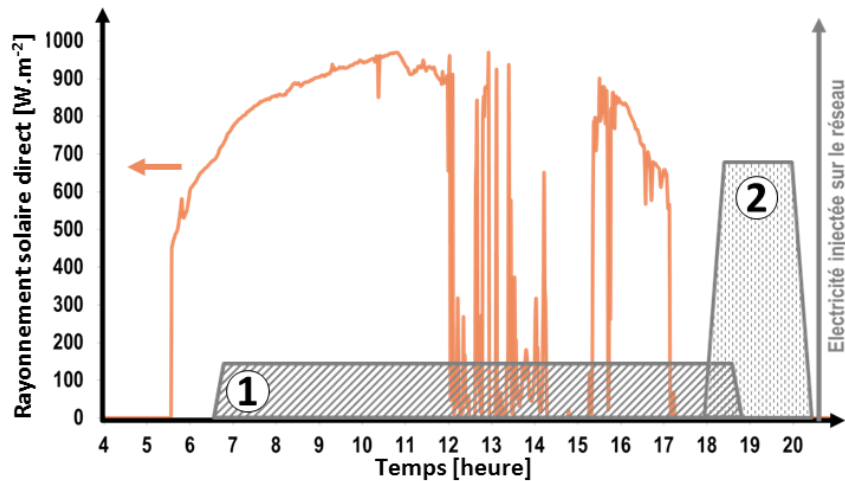


Figure 4 : Profils d'injection sur le réseau en semi-base (1) et à la pointe (2)

Le gestionnaire n'a pas d'exigence sur le niveau de puissance minimum pouvant être injecté sur le réseau. Cependant, il y a un déséquilibre de la répartition des moyens de production de l'île. Environ 65 % des moyens de production de l'île se trouve sur le littoral Nord, entre Le Port et Saint-André. Il n'y a aucun moyen de production dans l'Ouest. Environ 17 % des moyens de production de l'île se trouve dans le Sud. De plus, il y a un fort développement de la région Sud-Ouest de l'île ce qui entraîne une augmentation des besoins électriques. Ainsi, le gestionnaire du réseau privilégie cette région pour la construction de nouvelles installations.

## 2.4 Choix de la stratégie de production et du système de stockage

Au regard des exigences d'EDF-SEI et de ces suggestions, j'ai choisi la deuxième stratégie de production pour le fonctionnement de la centrale modélisée dans cette étude. Ainsi, au cours de la journée, la chaleur produite par la centrale est stockée, puis elle restituée aux heures de pointe début de soirée (environ entre 18 h et 21 h) pour produire l'électricité.

C'est la stratégie de production que je recommande pour l'île. Cette stratégie a pour autre avantage de pouvoir faire fonctionner le cycle thermodynamique en régime nominal de façon continue.

Étant donné que la durée entre la phase de stockage et de déstockage est inférieure à la journée, j'ai choisi d'utiliser un système de stockage par chaleur sensible. En raison du compromis entre son bon rendement dans ces conditions, son faible coût et sa simplicité de mise en œuvre.

D'autre part, pour le choix du site d'implantation les régions Sud-Ouest et Ouest de l'île ont été privilégiées.

Afin d'arrêter plus en détail les choix technologiques de la centrale qui a été modélisée dans cette étude, une revue des centrales existantes a été réalisée. Les installations qui ont influencé la centrale modélisée dans cette étude sont présentées brièvement ci-après.

# Chapitre 3

## Centrales existantes et la centrale modélisée

Cette partie présente quatre centrales solaires thermodynamiques. La configuration de la centrale modélisée dans cette étude s'est inspirée des deux premières centrales présentées ci-après. Les deux autres centrales sont présentées, car ce sont des perspectives de mise en œuvre qui semblent être intéressantes à La Réunion

### 3.1 Saguero

La centrale solaire thermodynamique de Saguero est située dans le désert de Red Rock en Arizona (lat : 32.96 N ; long : 111.54 O). À cet endroit, l'ensoleillement direct normal annuel a été estimé à environ  $2\,600\text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$  selon le *NREL*. Cette centrale est propriété d'*Arizona Public Service* et elle a été mise en service en janvier 2006.



**Figure 5 : Centrale ASP Saguero d'1-MWe utilisant des capteurs cylindro-paraboliques et une machine ORC (source : Arizona Public Service Co.)**

La particularité de cette centrale est d'utiliser un cycle organique de Rankine (ORC) pour produire le travail mécanique utile pour l'alternateur. Cette machine a été fabriquée par l'industriel *ORMAT*. Elle utilise du n-pentane comme fluide de travail. En régime nominal, cette machine fournit une puissance électrique brute de 1,16 MW et puissance nette de 1 MW. Dans ces conditions son rendement est de 19,3 %, ce qui est bien inférieur au rendement d'un cycle de

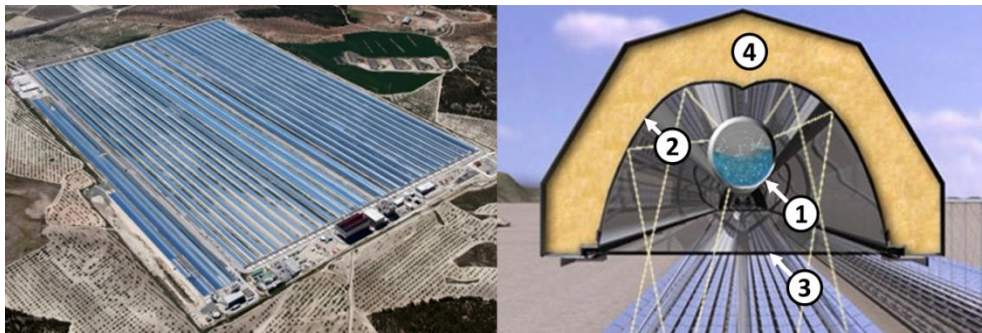
Rankine à vapeur (environ 37 %). (McMahan 2006) a développé un modèle statique de cette machine.

La machine ORC est alimentée par 100 000 m<sup>2</sup> de capteurs cylindro-paraboliques. Ces capteurs sont équipés de récepteurs à tube sous vide (Schott PTR70) dans lesquels circule une huile de synthèse, l'XCEL THERM@600 fabriqué par l'industriel RADCO. Cette huile utilisée comme fluide caloporteur reste liquide sur sa plage de température de fonctionnement. Cette machine ORC et ce fluide caloporteur sont présentés plus en détail en [Chapitre 7](#).

La centrale de Saguero produit de l'électricité au fil du Soleil. Son rendement nominal est de 12,5 % et son rendement annuel est de 7,5 %. Pour le moment, il n'y a pas de systèmes de stockage de chaleur entre le champ de capteur et le cycle thermodynamique, mais l'ajout d'un stockage sensible a été étudié (Kolb and Hassani 2006).

### 3.2 Puerto Errado 1

La centrale solaire thermodynamique Puerto Errado 2 est située dans la région semi-aride de Murcie dans le Sud de l'Espagne (lat : 38.28 N ; long : 1.60 O). À cet endroit, l'ensoleillement direct normal annuel a été estimé à environ 2 100 kWh.m<sup>-2</sup> selon NREL. Cette centrale est la propriété de Novatec Solar. C'est la centrale la plus puissante qui utilise un champ de capteur de Fresnel et qui est connecté sur le réseau électrique public. Elle fonctionne depuis mars 2012.



**Figure 6 : Centrale Puerto Errado 1 d'1,4 MWe utilisant des capteurs linéaires de Fresnel Nova-1 (source : Novatec Solar)**

Le champ de capteur est modulaire. Il est constitué de plusieurs capteurs Nova-1 (cf. section [7.2.1](#)), formant un champ de capteurs de 28 lignes de 940 m de long, pour une surface totale de miroirs de 302 000 m<sup>2</sup>. Ces miroirs réfléchissent le rayonnement solaire direct normal sur un récepteur linéaire constitué de : 1/un tube absorbant, 2/un concentrateur parabolique composé (CPC) utilisé comme réflecteur secondaire, 3/un vitrage plat et 4/une isolation en face arrière (cf. [Figure 6](#) à droite). Ce champ de capteur utilise de l'eau comme fluide caloporteur et produit de la vapeur à 543 K et à 55 bars. Cette vapeur alimente directement une turbine pour produire, en nominal, une puissance électrique de 30 MW.



### 3.3 Kogan Creek Solar Boost

La centrale de Kogan Creek est située dans la région du Queensland en Australie (lat : 26.92 S ; long : 150.75 E). C'est une centrale à charbon d'une puissance électrique de 750 MW, fonctionnant depuis novembre 2007. Une chaudière à charbon génère de la vapeur pour alimenter plusieurs turbines montées sur un même arbre de transmission solidaire d'un alternateur. Il y a une turbine haute pression, une turbine basse pression et au moins une turbine fonctionnant à pression intermédiaire. Depuis 2011, un projet visant à coupler cette centrale à champ de capteurs linéaires de Fresnel est en cours de réalisation. Ce projet de centrale hybride charbon-solaire devrait être opérationnel courant 2015. Ce projet est mis en œuvre par *AREVA Solar*.

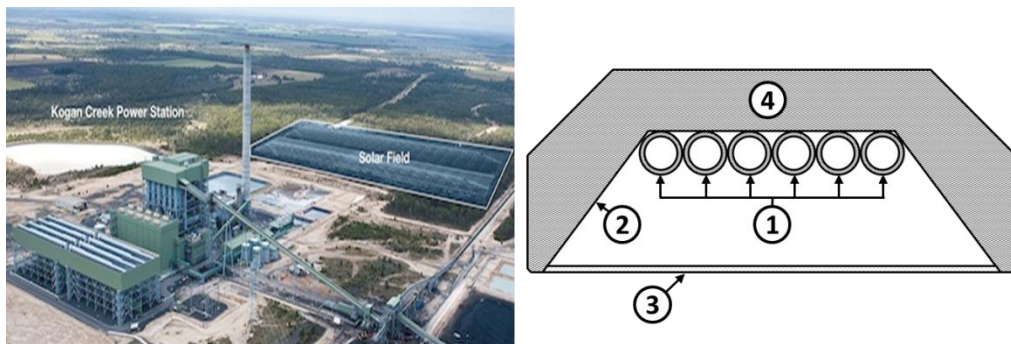


Figure 7 : Centrale hybride charbon solaire de Kogan Creek (source : AREVA Solar)

Ce projet prévoit d'utiliser la vapeur générée par le champ de capteur pour alimenter la turbine intermédiaire. En régime nominal, la puissance thermique fournie par le champ de capteur permettrait de produire une puissance électrique de 44 MW. Le champ est composé de 14 lignes de capteurs de 500 m de long, pour une surface totale de miroirs de 252 000 m<sup>2</sup>. Le récepteur linéaire a une conception différente de celui de *Nova-1* (cf section 3.2). Ce récepteur (cf. Figure 7 à droite) est composé d'une cavité trapézoïdale réfléchissante (2), fermée par un vitrage plat en niveau de la grande base (3). Plusieurs tubes absorbants sont juxtaposés au niveau de la petite base de la cavité trapézoïdale (1). L'arrière du récepteur est isolé thermiquement (4). Le comportement thermique en régime permanent de récepteurs similaires a été étudié plusieurs fois dans la littérature. Deux de ces études sont présentées en section 9.2. L'eau est utilisée comme fluide caloporteur. À l'entrée du récepteur, l'eau est répartie dans les différents tubes et elle se vaporise le long de son parcours à travers le champ de capteur. Cette vapeur est récupérée pour alimenter la turbine intermédiaire.

À la Réunion, deux centrales thermiques utilisent en cycle vapeur pour produire de l'électricité. Premièrement, il y a la centrale du Bois-Rouge d'une puissance électrique de 100 MW qui utilise comme combustible de la bagasse et du charbon. Cette centrale est située à

Saint-André, sur la côte Nord-est de l'île. Deuxièmement, il y a la centrale du Gol d'une puissance électrique de 110 MW qui utilise les mêmes combustibles. Cette centrale est située à Saint-Louis, sur la côte Sud-Ouest de l'île. Pour ces deux centrales, il serait intéressant d'étudier la viabilité et la faisabilité d'une centrale hybride similaire à celle de Kogan Creek.

### 3.4 Alba Nova 1

La centrale solaire thermodynamique Alba Nova 1 est située à Ghisonaccia en Corse (lat : 42.01 S ; long : 9.45 E). À cet endroit, l'ensoleillement direct normal annuel a été estimé à environ  $1\,800\text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$  selon le *NREL*. Cette centrale a été conçue et est propriété de *SolarEuromed*. Sa production a débuté en octobre 2013 et sa mise en fonctionnement est prévue août 2015.



Figure 8 : Centrale Alba Nova 1 à Ghisonaccia (source : SolarEuromed)

Alba Nova 1 délivrera sur le réseau une puissance électrique de 12 MWe. Cette centrale exploite un champ de capteurs linéaire de Fresnel constitué de 21 lignes de 750 m de long, pour une surface totale de 140 000 m<sup>2</sup>. Ce champ génère directement de la vapeur à 300°C et à une pression de 65 bar. Cette vapeur alimente la turbine d'un cycle Rankine. Un système de stockage intermédiaire de type « Ruths tank » avec une capacité stockage équivalente à une heure de production est prévu. La particularité de cette centrale est que le champ de capteurs sera élevé quelques mètres au-dessus du sol. L'espace ainsi dégagé laissera place à l'aménagement de parcelles agricoles pour des cultures adaptées. Cette solution permet réduire la pression foncière. Cette solution pourrait envisager pour La Réunion. Sachant que cette élévation rend la structure plus sensible au vent.

### 3.5 La centrale modélisée pour l'étude

Pour la centrale modélisée dans cette étude, j'ai décidé d'utiliser le modèle numérique de la machine *ORC* de la centrale de Saguero, mise au point par (McMahan 2006). L'utilisation de ce modèle implique l'utilisation de la même huile de synthèse, circulant à travers le champ de capteur et le générateur de vapeur de la machine *ORC* (XCELTHERM®600), et de la même

source froide (l'eau). Ce modèle est présenté en détail en section 7.2.3. J'ai également décidé d'utiliser une seule machine *ORC* et donc de produire une puissance électrique nominale d'un mégawatt avec la stratégie de production retenue (cf. section 2.4). Ce choix de fonctionnement nominal impose la valeur de la température du fluide caloporteur (XCEL THERM®600) à l'entrée du générateur de vapeur.

J'ai décidé de stocker séparément ce fluide dans deux stocks de chaleur sensible, un stock « froid » et un stock « chaud ». Le matin, le premier est rempli de fluide caloporteur et le second est vide. Tout au long de la journée, lorsque le rayonnement direct est suffisant, le champ de capteur est commandé pour puiser dans le stock « froide », élever la température du fluide caloporteur en sortie du champ de capteur jusqu'à une valeur de consigne et remplir le stock « chaud ».

Pour le récepteur linéaire, j'ai choisi de modéliser la même architecture que le récepteur linéaire du capteur NOVA-1 (cf. section 3.2).

La modélisation et les simulations de cette centrale sont présentées en [Partie III](#) de ce manuscrit.



# **Partie II**

## **ANALYSE DE LA RESSOURCE SOLAIRE DIRECTE**

La ressource exploitable par une centrale solaire thermodynamique à concentration est la composante directe du rayonnement solaire. L'étude de cette ressource est une étape nécessaire à entreprendre avant tout démarrage d'un projet de centrale. Cette étude doit renseigner sur la disponibilité (c.-à-d. la quantité) et la variabilité spatiotemporelle (c.-à-d. la qualité) du rayonnement direct afin de :

- 1) Sélectionner un site favorable d'implantation,
- 2) Orienter la conception de la centrale,
- 3) Étudier le contrôle commande et son impact sur le productible électrique,
- 4) Réaliser des projections économiques concernant ce productible afin de définir la rentabilité financière du projet.

Guidée par cette nécessité, cette partie présente les résultats l'évaluation de la ressource solaire directe reçue sur le territoire de La Réunion qui a été réalisée. Cette partie est divisée en trois chapitres. Le premier chapitre présente le traitement et la validation des mesures au sol du rayonnement solaire utilisé pour cette étude. Le second chapitre présente la mise au point d'une cartographie de l'ensoleillement direct annuel reçu sur l'île à partir d'images satellites. Cette cartographie a été utilisée afin d'évaluer la disponibilité de cette ressource sur l'ensemble du territoire et d'identifier les régions favorables au développement d'une centrale. La troisième partie présente la constitution d'une base de données du rayonnement direct, traitée et complétée sur deux années (2011 et 2012) à partir de mesures au sol réalisées dans une région favorable de l'île. Cette base de données a été utilisée, d'une part pour caractériser la variabilité spatiotemporelle de la ressource (cf. [Chapitre 6](#)), d'autre part pour simuler le productible électrique d'une centrale (cf. [Chapitre 10](#)).

Dans ce document, le formalisme de notation décrit ci-après est utilisé pour identifier les composantes du rayonnement solaire.

**Rayonnements solaires :**

- Le rayonnement global est noté  $G$ .
- Le rayonnement direct est noté  $B$  (pour *Beam*).
- Le rayonnement diffus est noté  $D$ .

Ces trois composantes représentent une puissance ou une densité de flux solaire arrivant sur un plan incident. L'angle d'inclinaison entre ce plan incident et le plan l'horizontale est notée  $\beta$ . La valeur de  $\beta$  est associée au rayonnement et elle est indiquée en indice. Par exemple, le rayonnement global arrivant sur un plan d'inclinaison de  $45^\circ$  est noté  $G_{45^\circ}$ . Pour la valeur particulière de  $\beta = 0^\circ$  (plan incident confondu avec le plan horizontal) la valeur de l'angle est

remplacée par la lettre  $H$ . De même, pour  $\beta = \pi/2 - \alpha_s$  (plan incident continuellement normal au rayonnement direct faisant un angle  $\alpha_s$  avec l'horizontal) la valeur de l'angle est remplacée par la lettre  $N$ .

Grandeurs instantanées, moyennes et intégrées :

Soit  $X$  une grandeur physique dépendante du temps. Dans ce document :

- La valeur instantanée de  $X$  est noté  $X(t)$  ou  $X$ .
- La moyenne de  $X$  sur une période  $\Delta t$  est notée  $\langle X \rangle_{\Delta t}$  tel que  $\langle X \rangle_{\Delta t} = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t+\Delta t} X(u) du$ .
- La somme de  $X$  sur une période  $\Delta t$  est notée  $\Sigma_X^{\Delta t}$  tel que  $\Sigma_X^{\Delta t} = \int_t^{t+\Delta t} X(u) du$ .

$\Delta t$  est exprimé en seconde, toutefois pour des périodes d'intégration particulières  $\Delta t$  est remplacé par :  $s$  pour la seconde,  $m$  pour la minute,  $h$  pour l'heure,  $d$  pour la journée,  $M$  pour le mois et  $y$  pour l'année. Par exemple avec ce formalisme de notation, le rayonnement direct moyen reçu pendant une heure sur un plan normal est noté  $\langle B_N \rangle_h$  et l'ensoleillement diffus reçu pendant un mois sur un plan horizontal est noté  $\Sigma_{DH}^M$ .

Afin de ne pas surcharger le contenu de ce chapitre, le reste du vocabulaire technique et les notions utilisés dans cette partie sont définis en [Annexe A](#).

L'ensemble des résultats présentés dans ce chapitre a été réalisé à l'aide du logiciel Matlab®.





# Chapitre 4

## Mesures au sol du rayonnement solaire

Cette étude exploite les mesures au sol de deux bases de données. La première est constituée des trois composantes du rayonnement solaire mesurées depuis la station météorologique du laboratoire PIMENT situé à Saint-Pierre (lat :  $-21.3405^\circ$  ; lon :  $55.4900$ ) et moyenné sur une minute. La seconde est constituée du rayonnement global horaire mesuré par un réseau pyranométrique à disposition de l'organisme français de météorologie, Météo-France.

### 4.1 Rayonnement exploitable par un concentrateur solaire et sa mesure

Dans un article ([Blanc et al. 2014](#)) traitent de la différence entre la fraction du rayonnement solaire exploitable par un concentrateur solaire et la fraction du rayonnement solaire mesuré par un pyréliomètre.

D'une part, les capteurs à concentration sont capables d'exploiter qu'une fraction du rayonnement solaire globale. Cette fraction provient d'un angle solide du ciel dont la base est un disque centré sur le disque solaire. Cet angle solide est caractérisé par un angle d'ouverture qui correspond à l'angle d'*acceptance* d'un concentrateur solaire. ([Blanc et al. 2014](#)) montre que l'angle d'*acceptance* maximum d'un capteur linéaire de Fresnel est d'environ  $2^\circ$ . L'angle d'ouverture du disque solaire apparent étant égal à  $0,533^\circ$ , un capteur linéaire de Fresnel exploite, à la fois, le rayonnement direct (au sens physique du terme) et une fraction du rayonnement diffus.

D'autre part, un pyréliomètre mesure le rayonnement contenu dans un angle solide centré sur la direction qu'il vise. L'ouverture de cet angle solide caractérise le pyréliomètre. Pour évaluer plus précisément le rayonnement solaire exploitable par un capteur linéaire de Fresnel il faudrait donc utiliser un pyréliomètre avec un angle d'ouverture de  $2^\circ$ . Or, l'angle d'ouverture des pyréliomètres est généralement plus élevé. Par exemple, le pyréliomètre CHP1 fabriqué par Kipp&Zonen a un angle d'ouverture de  $5^\circ \pm 12'$ . Il surestime donc le

rayonnement exploitable par un capteur linéaire de Fresnel. Cette surestimation correspond au rayonnement provenant de l'anneau (centré sur le disque) délimité par l'angle d'acceptance maximum d'un capteur linéaire de Fresnel et l'angle d'ouverture du pyréliomètre. Lors de légers voiles nuageux, la tache solaire « s'étale » par diffusion et la part de rayonnement non exploitable mesuré par le pyréliomètre augmente. Selon (Wilbert, Pitz-Paal, and Jaus 2012) cette surestimation du rayonnement direct peut être supérieur à 10 %. Cette diffusion (étalement de la tache solaire) est notamment due à la présence de *cirrus* (nuage d'altitude formé de particules de glace) et d'aérosols. Selon Météo-France, les *cirrus* existent au-dessus de La Réunion, mais ils sont peu fréquents. Pour évaluer cette surestimation, il faudrait utiliser des appareils mesures spécifiques.

Dans cette étude, la surestimation du rayonnement direct dû à l'utilisation du pyréliomètre n'a pas été corrigée. La définition du rayonnement direct utilisée par la suite est celle de la norme ISO-9488 : « *rayonnement solaire incident sur un plan donné, et provenant d'un petit angle solide centré sur le disque solaire* ».

## 4.2 Mesure du laboratoire PIMENT

Actuellement, la station météorologique du laboratoire à Saint-Pierre, est équipée d'appareils de mesures fabriquées par *Kipp&Zonen* :

- deux pyranomètres CMP 11 situés à une vingtaine de mètres l'un de l'autre mesurent du rayonnement global reçu sur un plan horizontal ;
- le même modèle, mais équipé d'un anneau d'ombrage CM 121B/C mesure le rayonnement diffus reçu sur un plan horizontal ;
- un pyréliomètre CHP1 monté sur un mécanisme de suivi du Soleil 2AP (appelé *sun tracker* par la suite) mesure rayonnement direct normal.

(Vignola, Michalsky, and Stoffel 2012) présentent en détail ces appareils de mesure.

Les mesures faites sont collectées par une centrale d'acquisition CAMPBELL CR 1000. Les valeurs enregistrées dans la base de données sont des moyennes effectuées sur une minute à partir de mesures instantanées réalisées toutes les 10 secondes. Depuis septembre 2006, la station du laboratoire mesure le rayonnement diffus et global à l'aide de deux pyranomètres, l'un étant équipé de l'anneau d'ombrage. Dans ce qui suit, le rayonnement global mesuré depuis cette date est noté  $\langle G_{1H} \rangle_m$ . Depuis juillet 2010, le rayonnement global est mesuré de façon concomitante avec un second pyranomètre montée sur le *sun tracker*. Ce rayonnement est notée  $\langle G_{2H} \rangle_m$  dans ce qui suit. Ce *sun tracker* est également équipé, de cette même date, du pyréliomètre pour la mesure du rayonnement direct normal.

Bien que la base de données s'étende sur plusieurs années, un certain nombre de données sont manquantes. La Figure 9 présente les données acquises et manquantes.

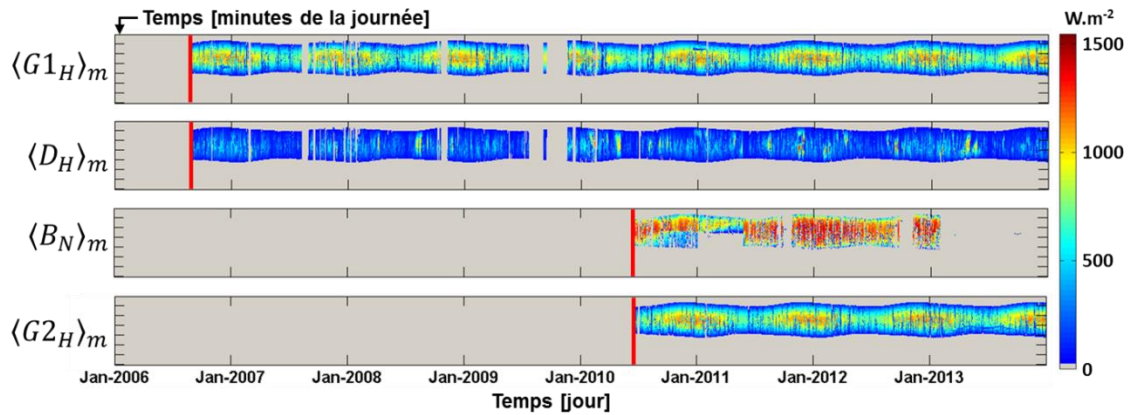


Figure 9 : Mesures moyennes sur la minute de la station PIMENT

Ce graphique présente les mesures disponibles dans la base de données du laboratoire PIMENT. Le numéro de jours est représenté en abscisse, la minute de la journée (heure UTC) en ordonnée et le niveau de couleur représente l'intensité du rayonnement mesuré.

Par rapport au nombre de mesures attendues depuis la mise en service de ces appareils, les mesures disponibles correspondant à  $\langle G_{1H} \rangle_m$ ,  $\langle D_H \rangle_m$ ,  $\langle B_N \rangle_m$  et  $\langle G_{2H} \rangle_m$ , sont respectivement de 92 %, 92 %, 68 % et 99 %. Ce manque de données est principalement dû à des coupures de courant, des périodes de maintenance et à des défauts de maintenance. En outre, plusieurs données disponibles sont faussés par : 1/ la présence de salissures sur les capteurs, 2/ l'obstruction d'une partie du ciel, 3/ la trop forte réflectance de l'environnement proche.

Le pyranomètre demande peu de maintenance, par conséquent ces mesures sont généralement fiables. Par contre, l'anneau d'ombrage et le *sun tracker* possèdent des parties mobiles, ce qui demande une maintenance importante. Le pyhéliomètre doit viser continuellement le centre du disque solaire. Un mauvais alignement, dû à la dérive du mécanisme du *sun tracker*, entraîne une erreur de mesures. Puisque le *sun tracker* du laboratoire n'est pas équipé d'un dispositif permettant le réalignement automatique, cette opération doit se faire manuellement. De même, afin de ne pas mesurer le rayonnement direct normal, l'anneau d'ombrage doit être positionné manuellement afin que son ombre porte continuellement sur le pyranomètre. Il doit être repositionné environ toutes les semaines. Ces erreurs de mesures sont présentes dans les données brutes de la base de données du laboratoire. Par conséquent, une procédure de détection de ces erreurs a été appliquée afin de les exclure du reste de l'étude. Cette procédure consiste tout d'abord à : 1/repérer visuellement les données semblant anormales et les exclure ; 2/appliquer le test de contrôle de qualité des données recommandé par le réseau *BRSN (Baseline Surface Radiation Network)*.

Pour base de données du laboratoire, les tests de qualité peuvent s'appliquer directement sur les données brutes du rayonnement global et direct, mais pas sur celle du diffus. En effet, l'anneau d'ombrage induit une erreur systématique sur la mesure. Il faut donc la corriger avant contrôler la plausibilité du rayonnement diffus.

#### 4.2.1 *Contrôle des mesures*

Cette procédure de contrôle ne permet pas de déterminer si les mesures sont exacte ou non, mais elle permet de contrôler si les données mesurées sont physiquement plausibles.

##### 4.2.1.1 *Contrôle visuel*

Le contrôle visuel permet d'exclure les valeurs vraisemblablement anormales ou suspectes, telles que des valeurs faussées par des ombres portées sur les capteurs, le mauvais alignement du *sun tracker* ou la mauvaise position de l'anneau d'ombrage. Après ce contrôle sur les mesures disponibles les pourcentages de mesures retenues pour  $\langle G1_H \rangle_m$ ,  $\langle D_H \rangle_m$ ,  $\langle B_N \rangle_m$  et  $\langle G2_H \rangle_m$  sont respectivement de 98 %, 85 %, 48 % et 98 %. À partir de là, les séries de données correspondant à  $\langle G1_H \rangle_m$  et à  $\langle G2_H \rangle_m$  ont été comparé en calculant l'erreur quadratique moyenne relative ainsi que l'erreur moyenne relative.

$$rRMSE = \frac{\sqrt{n \cdot \sum_{i=1}^n (Y(i) - X(i))^2}}{\sum_{i=1}^n X(i)} \quad \text{et} \quad rMBE = \frac{\sum_{i=1}^n Y(i) - X(i)}{\sum_{i=1}^n X(i)} \quad (4.1)$$

Le rayonnement global mesuré par le pyranomètre monté sur le *sun tracker* (c.-à-d.  $\langle G2_H \rangle_m$ ) a été pris comme valeur de référence. Dans ce cas, le  $rRMSE$  vaut 4 % et le  $rMBE$  vaut 1 %. Ces erreurs sont faibles, mais non négligeables. Cela est principalement dû au fait qu'il subsiste encore des effets d'ombrage qui n'ont pas pu être retirés. Cependant, ces deux séries sont visuellement quasi identiques. J'ai donc décidé de rassembler ces deux séries de données en une seule série plus complète, noté  $\langle G_H \rangle_m$  dans ce qui suite.

##### 4.2.1.2 *Tests de qualité BSRN*

L'acronyme *BSRN* désigne un réseau de mesures mondial du rayonnement solaire. Afin de s'assurer de la plausibilité des mesures, les acteurs du réseau ont mis en place une procédure de contrôle. (Long and Dutton 2002) présentent en détail cette procédure pour des grandeurs instantanées.

La procédure de test *BSRN* est composée de trois séries de test correspondant à des niveaux d'exigence différents. Les deux premiers niveaux sont des tests d'enveloppes. Chacune des

composantes du rayonnement solaire doit être comprise deux valeurs limites. Le premier niveau a pour but de détecter des valeurs de rayonnement physiquement possible en incluant tous les évènements, même ceux extrêmement rares. Le deuxième niveau est plus restrictif que le premier, car il exclut les valeurs de rayonnement extrêmement rares. Le troisième niveau, plus restrictif encore, vérifie la cohérence entre les différentes composantes du rayonnement.

Dans un premier temps, les tests de deuxième niveau ont été appliqués au rayonnement global et direct. Ces composantes, exprimée en  $W.m^{-2}$ , ont due satisfaire aux conditions suivantes :

$$-2 \leq \langle G_H \rangle_m \leq 1.2 \cdot S_0 \cdot \cos(\theta_Z)^{1.2} + 50 \quad (4.2)$$

$$-2 \leq \langle B_N \rangle_m \leq 0.95 \cdot S_0 \cdot \cos(\theta_Z)^{1.2} + 10 \quad (4.3)$$

Où  $S_0$  est le rayonnement extraatmosphérique et  $\theta_Z$  est la valeur prise par l'élévation solaire à la fin de la période d'intégration. Cette approximation est valable, car  $\theta_Z$  varie peu sur la minute.

Puis, les données satisfaisant à ces tests ont été utilisées pour corriger l'erreur sur le rayonnement diffus causée par l'anneau d'ombrage (cf. section 4.2.2). Après correction du diffus, les tests *BSRN* les plus restrictifs ont été appliqués aux rayonnements global, direct et diffus, lorsque cela était possible.

Quatre cas se sont présentés :

1<sup>er</sup> cas : Les trois rayonnements étaient disponibles. Ainsi elles ont dû satisfaire aux conditions suivantes :

si  $\theta_Z < 75$  et  $\langle D_H \rangle_m + \langle B_N \rangle_m \cos(\theta_Z) > 50$  alors

$$0.92 \leq \frac{\langle G_H \rangle_m}{\langle D_H \rangle_m + \langle B_N \rangle_m \cos(\theta_Z)} \leq 1.08 \quad (4.4)$$

si  $75 \leq \theta_Z < 93$  et  $\langle D_H \rangle_m + \langle B_N \rangle_m \cos(\theta_Z) > 50$  alors

$$0.85 \leq \frac{\langle G_H \rangle_m}{\langle D_H \rangle_m + \langle B_N \rangle_m \cos(\theta_Z)} \leq 1.15 \quad (4.5)$$

2e cas : Seul le rayonnement global et diffus était disponible. Ainsi ils ont dû satisfaire aux conditions suivantes :

si  $\theta_Z < 75$  et  $\langle G_H \rangle_m > 50$  alors

$$\frac{\langle D_H \rangle_m}{\langle G_H \rangle_m} < 1.05 \quad (4.6)$$

si  $\theta_Z < 75$  et  $\langle G_H \rangle_m > 50$  alors

$$\frac{\langle D_H \rangle_m}{\langle G_H \rangle_m} < 1.10 \quad (4.7)$$

3e cas : Seul rayonnement global était disponible et il a dû satisfaire à la condition (4.2).

4e cas : Seul rayonnement diffus était disponible et il a dû satisfaire à la condition suivante :

$$-2 \leq \langle D_H \rangle_m \leq 0.75 \cdot S_0 \cdot \cos(\theta_Z)^{1.2} + 30 \quad (4.8)$$

Au total, 1 565 796 de tests ont effectués, 14 % se sont trouvé dans le 1<sup>er</sup> cas, 74 % dans le 2e, 11 % dans le 3e et moins 1 % dans le 4e. Par rapport aux données retenues après l'inspection visuelle, les pourcentages correspondant  $\langle G_H \rangle_m$ ,  $\langle D_H \rangle_m$  et  $\langle B_N \rangle_m$  retenu après application des test BSRN sont respectivement de 94 %, 93 % et 85 %.

Au final, le pourcentage de données retenues par rapport aux données attendues du rayonnement global, diffus et direct sont respectivement de 84 %, 73 % et 28 %.

#### 4.2.2 Correction du diffus mesuré avec un anneau d'ombrage

La mesure du rayonnement diffus avec l'anneau d'ombrage entraine une sous-estimation, car l'anneau masque le disque solaire, mais également une partie non négligeable du ciel d'où provient ce rayonnement. Ainsi, le rayonnement direct est surestimé lorsqu'il est calculé à partir du rayonnement global et du rayonnement diffus non corrigé.

Cette partie présente la correction de la sous-estimation du rayonnement diffus dus à l'anneau d'ombrage. Plusieurs auteurs ont proposé des méthodes afin de corriger cette sous-estimation. (G. López, Muneer, and Claywell 2004) présentent, appliquent et comparent quatre méthodes de correction : celle de (Drummond 1956), (F. Batlles, Olmo, and Alados-Arboledas 1995), (LeBaron, Michalsky, and Perez 1990) et (Muneer and Zhang 2001). Ces quatre méthodes ont été appliquées aux mesures du laboratoire. Elles consistent à calculer un facteur de correction multiplicatif ( $FC$ ) appliqué au rayonnement diffus mesuré.

Le rayonnement diffus mesuré, puis corrigé par les facteurs de correction de ces méthodes a été comparé au rayonnement diffus calculé à partir de la relation suivante :  $\langle D_H \rangle_m = \langle G_H \rangle_m - \langle B_N \rangle_m \cdot \sin(\alpha_s)$ . Ce rayonnement diffus est pris comme référence et est noté  $\langle D_{H,ref} \rangle_m$  par la suite. L'étude de ces méthodes nécessite les mesures simultanées des trois composants du rayonnement. Après inspection visuelle sur les trois composantes du rayonnement solaire et

application du test de qualité *BSRN* de deuxièmes niveaux sur le  $\langle G_H \rangle_m$  et  $\langle B_N \rangle_m$  (cf. section 4.2.1.2), le rayonnement diffus de référence a été calculé. Après cela, seules les données supérieures à  $10 \text{ W.m}^{-2}$  et satisfaisant à la condition suivante (recommandé par (G. López, Muneer, and Claywell 2004)) ont été retenues :

$$0.6 \langle D_{H,ref} \rangle_m < \langle D_H \rangle_m < \langle D_{H,ref} \rangle_m \quad (4.9)$$

Ces critères de sélection ont conduit à retenir 63 391 collections constituées des mesures concomitantes du rayonnement global, direct, diffus non corrigé et diffus de référence pour 2011 et 72 789 collections pour 2012.

Dans un premier temps, l'étude s'est portée que sur les mesures de 2012. Le rayonnement diffus non corrigé et le rayonnement diffus de référence ont été comparés à l'aide des diagrammes présentés en Figure 10. D'abord, l'histogramme et sa fonction de densité cumulée montre que 80 % des facteurs de corrections réels (rapport de  $\langle D_{H,ref} \rangle_m$  sur  $\langle D_H \rangle_m$ ) sont compris entre 1,2 et 1,5. Ensuite, le diagramme de dispersion montre que l'erreur semble être proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Le *rRMSE* et le *rMBE* entre ces deux séries de données sont respectivement de 29 % et -24 %. (Muneer 2007) a réalisé la même étude avec les moyennes horaires mesurées dans trois villes situées en Angleterre, Israël et Espagne. Il montre que les facteurs de correction réels varient entre 1,01 et 1,48, avec une distribution qui présente un maximum autour des 1,12. La distribution présentée en Figure 10 fait état d'une erreur plus importante et d'un maximum aux alentours des 1,25. Toutefois, (Muneer 2007) présentent des valeurs du *rRMSE* et du *rMBE* proches de ceux présentés dans cette étude, puisqu'elles sont comprises entre 32 % et 34 % pour le *rRMSE* et entre -24 % et 28 % pour le *rMBE*. Les différences relevées sur les facteurs de correction réels sont certainement dues aux périodes d'intégration différentes entre les deux études. En plus de cela, il se peut que les géométries des anneaux de diffus utilisés soient différentes.

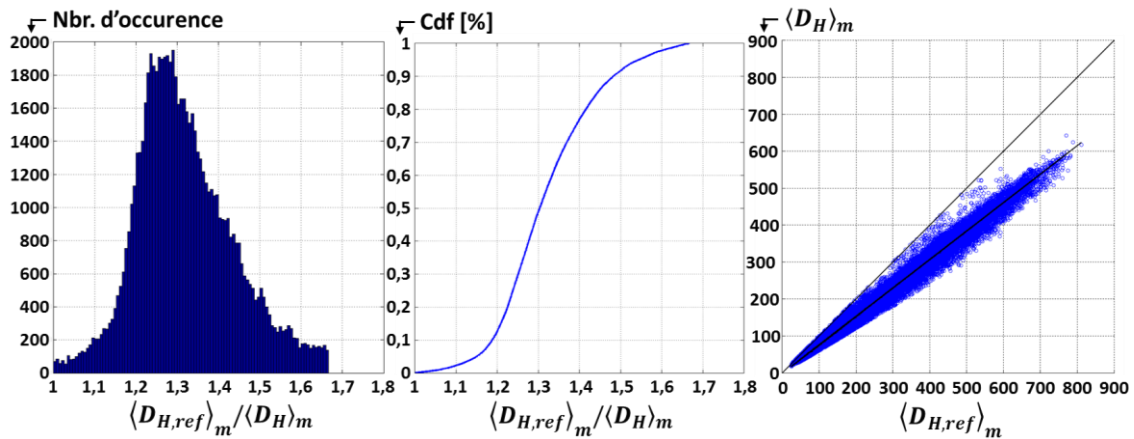


Figure 10 : Comparaison statistique entre le rayonnement diffus non-corrigé et le diffus de référence mesuré en 2012

Par la suite le rayonnement diffus mesuré par le laboratoire a été corrigé à l'aide des quatre méthodes proposées par (G. López, Muneer, and Claywell 2004). Les valeurs corrigées ont été comparées au rayonnement diffus de référence. Les diagrammes de dispersion présentés en Figure 11, illustre les corrections apportées par chacune de ces méthodes sur le rayonnement diffus. Le Tableau 2 présente le  $rRMSE$ , le  $rMBE$  et d'autres indicateurs de performance issus de la régression linéaire.

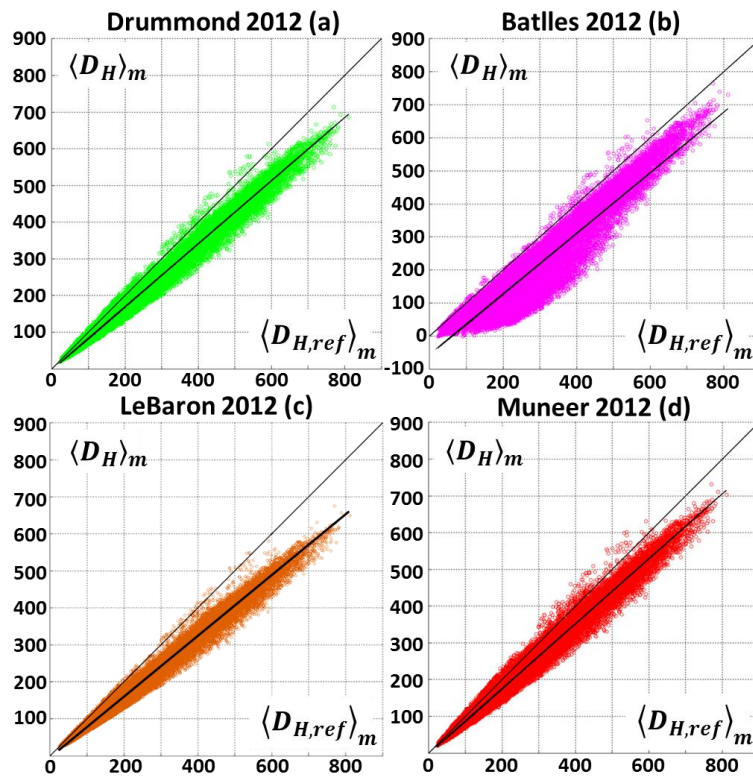


Figure 11 : Comparaison entre diffus de référence et le diffus non corrigé



2012 / 72789	Non Corrigé	Drummond	Battles	LeBaron	Muneer
<b>rRMSE [%]</b>	29	20	41	24	16
<b>rMBE [%]</b>	-24	-15	-35	-19	-12
<b>a</b>	0.7705	0.8599	0.9174	0.8098	0.8837
<b>b [W.m<sup>-2</sup>]</b>	-1.3680	-2.8141	-56.2460	-1.4377	-1.3618
<b>R<sup>2</sup> [%]</b>	98.53	98.53	91.71	98.54	98.41

**Tableau 2 : Comparaison entre le diffus (corrigé ou non) et le diffus de référence**

Les valeurs de  $a$ ,  $b$  et  $R$  sont respectivement le coefficient directeur, l'ordonnée à l'origine et le coefficient de corrélation des régressions linéaires.

Comme pour l'étude de (G. López, Muneer, and Claywell 2004) la méthode de correction de (Muneer and Zhang 2001) est la plus performante. Toutefois, l'erreur entre le rayonnement diffus corrigé et celui de référence reste importante et non satisfaisante. Par conséquent, j'ai décidé d'améliorer la correction du diffus en déterminant une corrélation entre les facteurs de corrections réels mesurés *in situ* et un paramètre astronomique ou météorologique ou une fonction liant ces deux types de paramètres. Les facteurs de correction mesurés en 2012 ont été successivement tracés en fonction de différents paramètres (angles solaires, indice de clarté, air masse...). Au final, parmi les différents paramètres étudiés, c'est l'épaisseur optique telle qu'il est défini par (Kasten, Dehne, and Brettschneider 1983) qui présente la meilleure corrélation avec les facteurs de correction mesurés :

$$\tau = \ln \left( \frac{S_0 \cdot \sin(\alpha_s)}{\langle G_H \rangle_m - \langle D_H \rangle_m} \right) \quad (4.10)$$

où  $S_0$  est le rayonnement extraatmosphérique,  $\alpha_s$  est l'élévation solaire et  $D_H^m$  est mesure non corrigée du diffus.

La Figure 12 présente le diagramme de dispersion du facteur de correction en fonction de l'épaisseur optique. Le nuage de point correspondant a été ajusté à l'aide d'un polynôme du second degré (trait épais discontinu rouge) :

$$FC = -0.0068 \cdot \tau^2 - 0.0177 \cdot \tau + 1.2912 \quad (4.11)$$

Ce facteur de correction a d'abord été appliqué aux mesures de 2012. Le diagramme de dispersion en Figure 13-a montre l'effet de cette correction et le Tableau 3 résume les performances de cette correction.

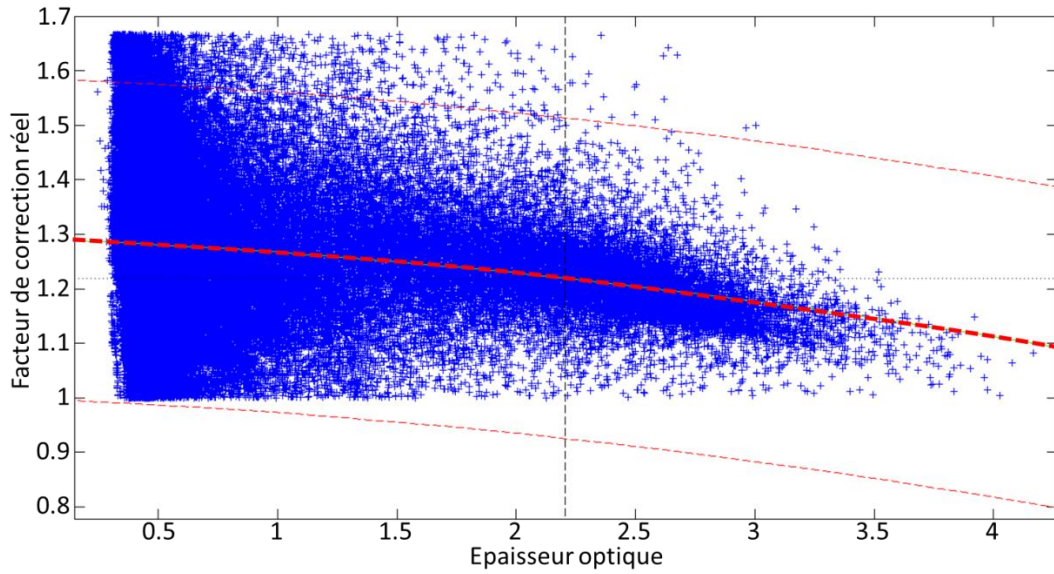


Figure 12 : Facteur de correction réel en fonction de l'épaisseur optique

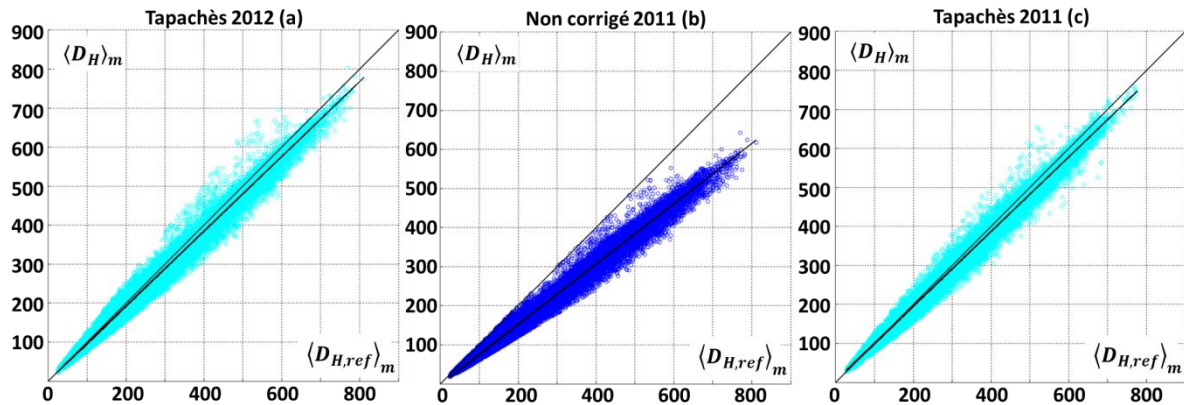


Figure 13 : Correction du diffus 2011 et 2012

rRMSE [%]	rMBE [%]	a	b [ $W.m^{-2}$ ]	R <sup>2</sup>
9	-4	0.9583	1.0369	0.9873

Tableau 3 : Performances de la correction sur les mesures de 2012

Ensuite, le nouveau facteur de correction a été appliqué et validé sur les mesures de 2011 en conservant les coefficients établis dans l'équation (4.11). Les performances de cette correction sur les données de 2011 sont satisfaisantes et comparables à celles de 2012 (cf. Figure 13-b-c et Tableau 4). Fort de ces résultats, j'ai décidé d'appliquer ce facteur de correction à l'ensemble des mesures du rayonnement diffus disponibles dans la base de données du laboratoire.

2011 / 63 391	rRMSE [%]	rMBE [%]	a	b [ $W.m^{-2}$ ]	R <sup>2</sup>
Non corrigé	29	-22	0.7687	1.6256	0.9853
Nouvelle correction	9	-2	0.9560	4.6964	0.9871

Tableau 4 : Performances de la correction sur les mesures de 2011

Les études présentées en section [Chapitre 6](#) exploitent ces valeurs de rayonnement diffus corrigé.

### 4.3 Mesures de Météo-France

Météo-France dispose à La Réunion d'un réseau de mesures du rayonnement global, composé de 34 stations équipées de pyranomètres. Dans le cadre d'une convention entre Météo-France et l'Université de La Réunion, les données horaires du rayonnement global mesurées par ces stations ont été mises à disposition (cf. [Annexe B](#)). Les données horaires obtenues s'étalent sur une période allant de janvier 2008 à décembre 2012, à l'exception du site de Cilaos, où seule l'année 2012 a été récupérée. Ces moyennes horaires sont affectées à la fin de l'heure. Les localisations de ces stations, associées à leurs altitudes, sont représentées [Figure 14](#). Au maximum la distance séparant deux stations voisines est d'environ 15 km.

Comme pour les mesures du laboratoire (cf. section 0), les mesures de Météo-France ont été contrôlées visuellement, puis le test *BSRN* de deuxième niveau a été appliqué. Les moyennes horaires du rayonnement global, exprimé en  $W \cdot m^{-2}$ , ont dus satisfaire à la condition suivante :

$$-2 \leq \langle G_H \rangle_h \leq 1.2 \cdot S_0 \cdot \langle \cos(\theta_z)^{1.2} \rangle_h + 50 \quad (4.12)$$

*Étant donné que  $\theta_z$  varie de manière significative sur l'heure, il faut calculer la moyenne.  $S_0$  ne figure pas dans le calcul de la moyenne, puisqu'il peut être considéré comme constant sur l'heure.*

Mise à part les faibles mesures nocturnes non nulles dues à la pollution lumineuse, toutes les données ont satisfait à cette condition. L'étude présentée en section [Chapitre 5](#) exploite ces données contrôlées.

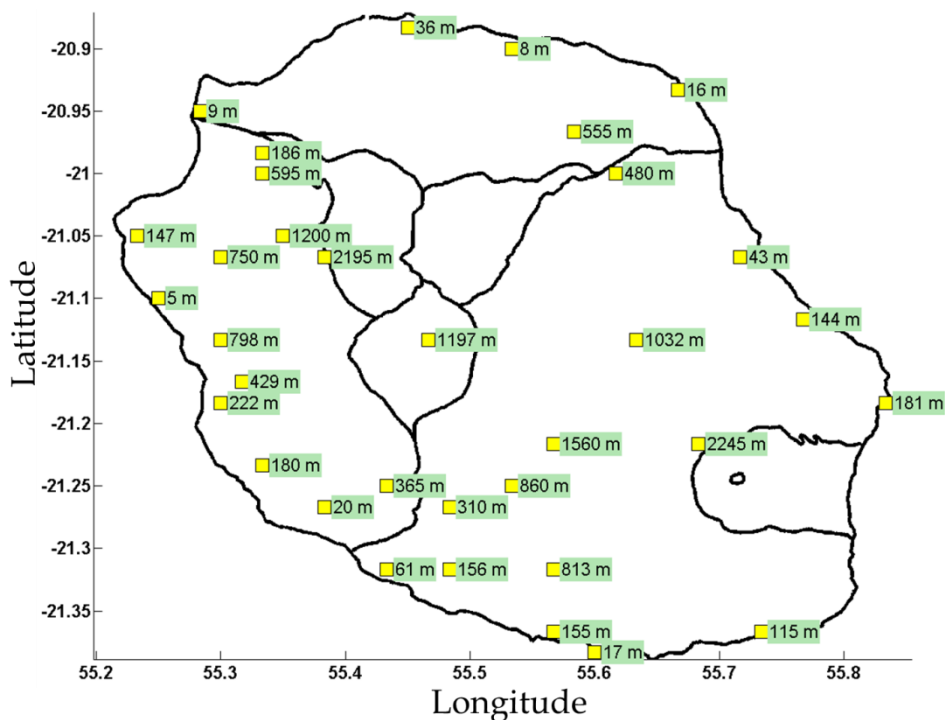


Figure 14 : Localisation des stations Météo-France avec leurs altitudes

#### 4.4 Conclusion

De façon générale, la mesure d'une grandeur est difficile à mettre en œuvre et à maintenir. La mesure est sujette aux erreurs et aux incertitudes. Avant d'exploiter des données mesurées, il faut d'abord prendre connaissance du protocole mesure et de l'environnement dans lequel les mesures ont été faites, puis il faut s'assurer de la plausibilité physique des valeurs mesurées. Cette étape est nécessaire pour améliorer le niveau de confiance qu'il est possible d'accorder aux mesures. Dans l'idéal, il faudrait également estimer les incertitudes liées aux mesures et propager ces incertitudes jusqu'au résultat final. Les chapitres suivants exploitent les mesures au sol présentées dans ce chapitre.

# Chapitre 5

## Cartographie de l'ensoleillement par imagerie satellite

### 5.1 Introduction

L'étude de la disponibilité de la ressource solaire directe consiste à évaluer la répartition de l'ensoleillement sur un territoire à l'aide d'une carte. Typiquement, l'ensoleillement annuel reçu au sol par unité de surface est évalué. Cette grandeur peut-être très variable d'une année sur l'autre, par conséquent il est préférable de déterminer sa moyenne sur plusieurs années, quand cela est possible. En effet, à partir de 18 années de mesures satellitaires, (Lohmann et al. 2006) expliquent qu'il faut environ cinq années pour que la moyenne de l'ensoleillement direct annuel converge vers sa moyenne à long terme avec un écart de 10 % et 10 années pour cet écart soit de 5 %. (C. Gueymard and Wilcox 2009) ont réalisé une étude similaire, à partir de 30 ans de mesures au sol effectuées à partir des villes américaines de Burns, Eugene, Hermiston et Golden. Les résultats de cette étude concordent avec ceux de (Lohmann et al. 2006). En outre, pour mieux anticiper le comportement d'une centrale, il est également intéressant d'évaluer l'ensoleillement mensuel moyen pouvant être observé tout au long de l'année.

Après plusieurs recherches, il ne semble pas exister de carte de l'ensoleillement direct de La Réunion. La seule carte disponible est une carte de l'ensoleillement global annuel établie par Météo-France. Elle a été réalisée par interpolation spatiale des données climatologiques (10 années de mesures au sol) issues du réseau pyranométrique à disposition de Météo-France (cf. section 4.3). Cette carte ne prend pas en compte la diminution de l'ensoleillement due aux ombres portées des reliefs lointains. Face à ce constat, une carte de l'ensoleillement direct annuel de La Réunion a été réalisée afin de déterminer les régions de l'île favorables à l'implantation de capteurs à concentration.

Ce chapitre présente d'abord un état de l'art des méthodes permettant de réaliser des cartes d'ensoleillement solaire. Puis, la mise au point de la carte de l'ensoleillement direct annuel de La Réunion est présentée. Pour finir, les résultats de ce travail sont présentés et discutés.

## 5.2 État de l'art

Il existe deux méthodes pour établir une carte d'ensoleillement. Premièrement, il y a l'interpolation spatiale de mesures au sol. Deuxièmement, il y a la conversion d'images satellitaires en rayonnement. Ces deux sources de données peuvent être complémentaires puisqu'il est bénéfique d'utiliser les mesures au sol pour ajuster les estimations satellites.

La première méthode consiste à estimer par interpolation (et extrapolation) le rayonnement solaire reçu en tout point d'une région à partir d'un nombre fini de points de mesures au sol et géoréférencées. Plus généralement, cette méthode s'applique à tous champs scalaires (pression, température, altitude, gravité, concentration, etc....). Il existe différentes techniques d'interpolation spatiale, plus ou moins adaptées à la grandeur étudiée. (Bossler 2012) présente dans son support de cours plusieurs techniques d'interpolation indépendamment de la grandeur étudiée. (Zelenka, Czeplak, and D'Agostino 1992) présentent, testent et comparent les performances de quelques une de ces techniques appliquées à l'ensoleillement global. Cette méthode présente l'avantage d'utiliser des appareils de mesure précis pouvant avoir des fréquences de mesures de l'ordre de la seconde (pyranomètre, pyréliomètre). Si la maintenance sur ces appareils est régulière et bien faite, alors ces mesures peuvent servir de références. Cependant, ces appareils sont chers à mettre en place et à maintenir, ce qui limite leur déploiement massif. Par ailleurs, ils ont l'inconvénient de ne fournir qu'une information très localisée spatialement. Par conséquent, afin de réaliser une interpolation spatiale convenable entre différents points de mesures, il faut disposer de points peu éloignés les uns des autres. L'interpolation est d'autant plus difficile à réaliser que dans la majorité des cas, les points de mesures ne sont pas répartis régulièrement sur la zone étudiée.

La seconde méthode est applicable sur la quasi-totalité de la surface du globe, puisqu'elle exploite les mesures de satellites géostationnaires. Il existe plusieurs variantes de cette méthode, mais leur principe est commun et peut se résumer selon les étapes de calcul suivant :

1) Conversion du niveau de gris des pixels des images en indice de nuage ( $CI$ ). Cet indice rend compte de l'opacité de la couverture nuageuse.

2) Conversion de l'indice de nuage en indice de ciel clair ( $k_{cs}$ ). Cet indice rend compte de la transparence de la couverture nuage.

3) Détermination du rayonnement solaire théorique atteignant le sol sous condition de ciel clair, c'est-à-dire sans nuage. Ce rayonnement est déterminé soit par des relations empiriques, soit par une relation géométrique simple, soit par un modèle physique.

4) Calcul du rayonnement reçu au sol en fonction du rayonnement par ciel clair et de l'indice de ciel clair.

Les différents modèles de conversion qui existent se distinguent par des mises en œuvre différentes de ces étapes. Parmi ces modèles, il y a : HelioSat (Cano et al. 1986; Rigollier, Lefèvre, and Wald 2004; Lefèvre, Wald, and Diabaté 2007; Beyer, Costanzo, and Heinemann 1996; Qu 2013), *SUNY* aussi appelé *NSRDB/SolarAnywhere* (Perez et al. 2002), SolarGIS (Cebecauer, Šúri, and Perez 2010) et Solemi (mis au point par l'agence spatiale allemande). La résolution temporelle des mesures satellites est de 15 minutes dans le meilleur des cas. Toutefois, les mesures satellites offrent l'avantage de fournir une information complète et homogène sur l'ensemble du territoire étudié. La résolution spatiale du centre des images satellites varie d'un à cinq kilomètres selon le satellite considéré. Du fait de la courbure de la Terre, cette résolution décroît lorsque l'on s'éloigne du centre de l'image.

(Perez, Seals, and Zelenka 1997) ont comparé les performances de la méthode satellite par rapport à l'interpolation spatiale de mesures au sol horaires et journalières. Avec leurs données horaires et leurs méthodes, ils montrent que la méthode d'interpolation des mesures au sol est meilleure que la méthode satellite dès lors que la distance entre stations est inférieure à 34 km. De même, avec les données journalières ils montrent que cette distance passe à 50 km. Néanmoins depuis cette étude, la précision des méthodes satellites s'est améliorée. Cela laisse à penser que les distances avancées par (Perez, Seals, and Zelenka 1997) doivent être révisées à la baisse. De plus, à La Réunion la couverture nuageuse est souvent fractionnée (Badosa, Haeffelin, and Chepfer 2013), ce qui laisse penser que la distance entre deux stations doit être plus courte pour mieux capturer la répartition de la couverture nuageuse.

En plus de la couverture nuageuse, la topographie et la réflectance du terrain ont également un impact sur le rayonnement reçu au sol. (J. a. Ruiz-Arias et al. 2010) distinguent trois causes affectant ce rayonnement :

- 1) **L'altitude du terrain** : En altitude le rayonnement solaire est plus important, car ce rayonnement traverse une plus faible épaisseur d'atmosphère (en comparaison au rayonnement atteignant le niveau de la mer). Il y a donc moins d'absorption et de dispersion du rayonnement. Cela affecte plus particulièrement le rayonnement direct.
- 2) **L'obstruction du ciel** : En un point du territoire, une partie du ciel peut être masqué par le relief. Cela réduit l'ensoleillement reçu au sol.

- 3) **La réflectance du sol** : Le rayonnement diffus reçu en un point peut avoir été augmenté par sa réflexion sur le sol environnant. Cette réflexion est plus ou moins importante en fonction de la nature du sol en surface.

Contrairement aux mesures satellites, les mesures au sol prennent en compte ces effets. La question qui se pose alors est de savoir comment ces effets sont propagés par les méthodes d'interpolation spatiales. La réponse à cette question difficile permettrait de savoir dans quelle mesure, ces effets doivent être intégrés en tout point de la région étudiée après interpolation. Concernant les méthodes satellites, l'effet de l'altitude peut être intégré par l'intermédiaire du modèle de ciel clair. Ensuite, les deux derniers effets peuvent être intégrés en posttraitement.

### 5.3 La démarche

Dans un premier temps pour la réalisation de la carte d'ensoleillement, l'interpolation spatiale des mesures du rayonnement global de Météo-France (cf. section 4.3) a été envisagée. Le principe était d'interpoler, avec une méthode appropriée, le rayonnement global sur une grille régulière recouvrant l'île ; puis de décomposer le rayonnement global de chaque nœud de la grille en rayonnement direct normal à l'aide d'un modèle existant. Cette méthode a été abandonnée, au profit d'une méthode de conversion d'images satellites en rayonnement.

Les estimations des rayonnements solaires par les méthodes Heliosat sont disponibles en ligne gratuitement à partir de la base de données HelioClim des Mines ParisTech. Cependant, cette base de données n'a pas été utilisée, car elle exploite les images du satellite géostationnaire Meteosat PRIME qui centré sur le méridien de Greenwich. Sur ces images, La Réunion est excentrée et donc ne bénéficie pas de la meilleure résolution spatiale (3 km pour le centre de l'image et 7 km pour La Réunion). Par contre, l'île apparaît sur les images du satellite géostationnaire Meteosat IODC (centré sur latitude 57,5° E) avec une meilleure résolution spatiale (environ 5 km). Par conséquent, les images du satellite Meteosat IODC ont été utilisées pour réaliser la carte de l'ensoleillement direct normal de La Réunion.

Le centre de recherche en sciences atmosphériques de l'Université d'état de New York a mis à disposition du laboratoire PIMENT les indices de ciel clair dérivant des images de MeteoSat IODC pour La Réunion. Ces indices ont été calculés à l'aide du modèle SUNY. Pour la réalisation de la carte d'ensoleillement direct annuel, le modèle de conversion SUNY a été appliqué et associé au modèle de ciel clair McClear (cf. section 5.4.1). Les effets des masques dus aux reliefs de l'île ont été modélisés à l'aide du modèle numérique de terrain SRTM (cf. section 5.4.2). Ce modèle de terrain a également servi à augmenter la résolution spatiale de la carte finale.



## 5.4 Les modèles et la méthode

Dans ce qui suit, l'exploitation du modèle McClear, puis du modèle SRTM est d'abord présentée. Ensuite, la réalisation de la carte d'ensoleillement est présentée.

### 5.4.1 Modèle de ciel clair McClear

Les rayonnements solaires global et direct théoriques reçus par ciel clair sont nécessaires pour la réalisation de la carte d'ensoleillement direct normal avec le modèle SUNY. Il existe plusieurs modèles de ciel clair permettant d'estimer ces rayonnements. (Reno, Hansen, and Stein 2012) présentent certains de ces modèles. (Cros et al. 2013) ont comparé les performances de plusieurs modèles par rapport aux mesures au sol effectuées à partir de trois sites différents. Ils montrent que le modèle McClear présente les meilleures performances. (Lefèvre et al. 2013) et (Qu 2013) présentent en détail ce modèle. Les rayonnements calculés par le modèle McClear, sont disponibles à partir du portail web SODA des Mines ParisTech.

Avant d'utiliser le rayonnement solaire global et direct par ciel clair généré par le modèle McClear, ces deux rayonnements ont été comparés aux mesures au sol correspondant à des journées identifiées comme parfaitement ensoleillées. Le rayonnement global par ciel clair de McClear a été comparé aux mesures de Météo-France (cf. section 4.3) et le rayonnement direct par ciel clair McClear a été comparé aux mesures du laboratoire (cf. section 4.2). Pour cette dernière comparaison, les mesures du laboratoire, moyennées sur la minute, ont été intégrées sur l'heure.

Afin d'identifier les journées parfaitement ensoleillées, une procédure simple a été mise en place. Premièrement, l'indice de clarté horaire, rapport entre le rayonnement global mesuré au sol et le rayonnement extraatmosphérique, a été calculé :

$$\langle k_t \rangle_h = \frac{\langle G_H \rangle_h}{S_0 \cdot \langle \sin(\alpha_s) \rangle_h} \quad (5.1)$$

Ensuite, pour chaque journée entre 9 h et 15 h (heure locale), la valeur minimum de l'indice de clarté a été retenue. Les journées dont la valeur minimum de l'indice de clarté est supérieure à 0,65 ont été considérées comme parfaitement ensoleillées. L'intervalle horaire de sélection et la valeur seuil de 0,65 ont été choisis arbitrairement. Une inspection visuelle des journées sélectionnées montre que ces deux critères offrent de bons résultats.

La Figure 15 représente la répartition du nombre de jours considérés comme parfaitement ensoleillés, en moyenne sur l'année. Les régions de Cilaos, du Volcan, la côte Nord et Sud bénéficient des plus grands nombres de journées parfaitement ensoleillées. Par contre, ce nombre est plus faible pour la côte Ouest alors que l'ensoleillement global annuel dans cette région est

comparable à celle de la côte Sud. Cela signifie certainement que la région Ouest possède un taux de couverture nuageuse sur l'année comparable à celui de la côte Sud, mais que cette couverture nuageuse doit être beaucoup plus fractionnée. Cette hypothèse doit être vérifiée, car une couverture nuageuse fractionnée conduisant à une forte intermittence du rayonnement solaire est préjudiciable pour le fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique.

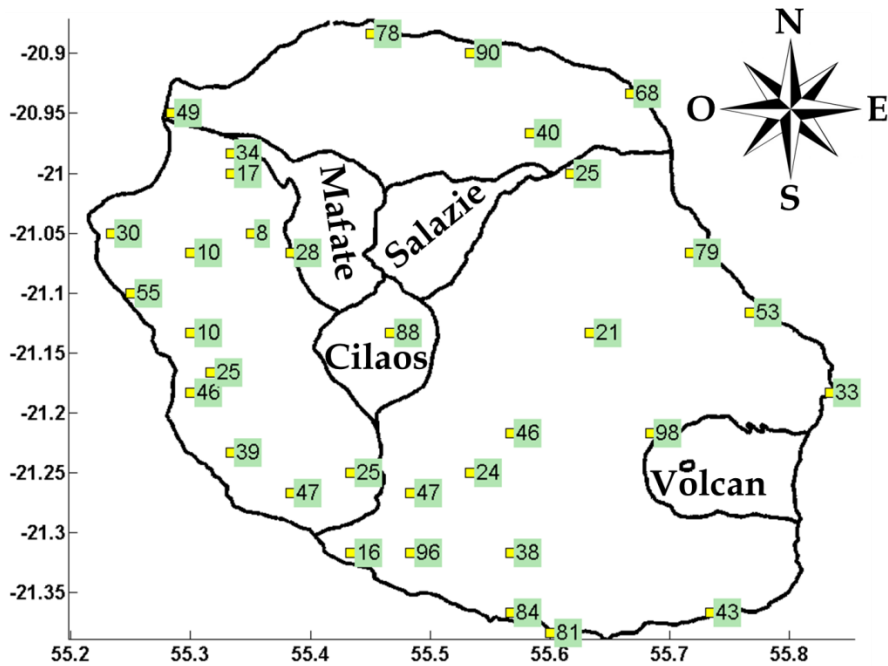


Figure 15 : Nombre de jours parfaitement ensoleillés en moyenne par an

Les données de ces journées ensoleillées ont été comparées au rayonnement global par ciel clair du modèle McClear. Le rRMSE moyen sur les 34 stations est de 12 % avec un minimum à 9 % et un maximum à 20 %. De même, le rMBE moyen sur les 34 stations est de -6 % avec un minimum à -11 % et un maximum à -1 %. Ces erreurs ne semblent pas être dépendantes de la répartition spatiale des points de mesure. Ces valeurs d'erreur sont supérieures à celles relevées par (Cros et al. 2013) et (Lefèvre et al. 2013) qui ont comparé les résultats de McClear avec des mesures au sol moyennées sur la minute.

Afin de mieux comprendre ces erreurs et savoir à quel moment elles sont commises, les données McClear ont été comparées aux mesures au sol à l'aide du diagramme de dispersion présenté en Figure 16-a. Les niveaux de couleur représentent l'heure locale de la journée. Cette figure montre que les erreurs les plus importantes sont commises le matin et le soir, lorsque le Soleil est proche de l'horizon. À ces moments de la journée, le relief peut bloquer une partie du rayonnement solaire, ce qui pourrait expliquer les faibles valeurs des mesures au sol comparé aux données McClear. En milieu de journée, l'erreur est plus faible. Si l'on restreint la

comparaison aux mesures comprises entre 10 h et 15 h, le rRMSE passe à 5 % et le rMBE passe à -2 %, ce qui est comparable aux autres études.

Le même travail a été réalisé sur les mesures du rayonnement direct du laboratoire, mais l'indice de clarté a été redéfini comme suit pour le rayonnement direct :

$$\langle k_{t,B} \rangle_h = \frac{\langle B_N \rangle_h}{S_0 \cdot \langle \sin(\alpha_s) \rangle_h} \quad (5.2)$$

Les mêmes effets en début et fin de journée sont observables (cf. Figure 16-b). Après avoir restreint la comparaison aux mesures comprises entre 10 h et 15 h, le rRMSE vaut 15 % et le rMBE vaut -2 %. Ces valeurs sont proches de celles présentées par (Lefèvre et al. 2013). L'erreur sur le rayonnement direct est plus importante, car cette composante est plus sensible à la composition de l'atmosphère. Le rayonnement direct par ciel clair théorique est plus difficile à modéliser.

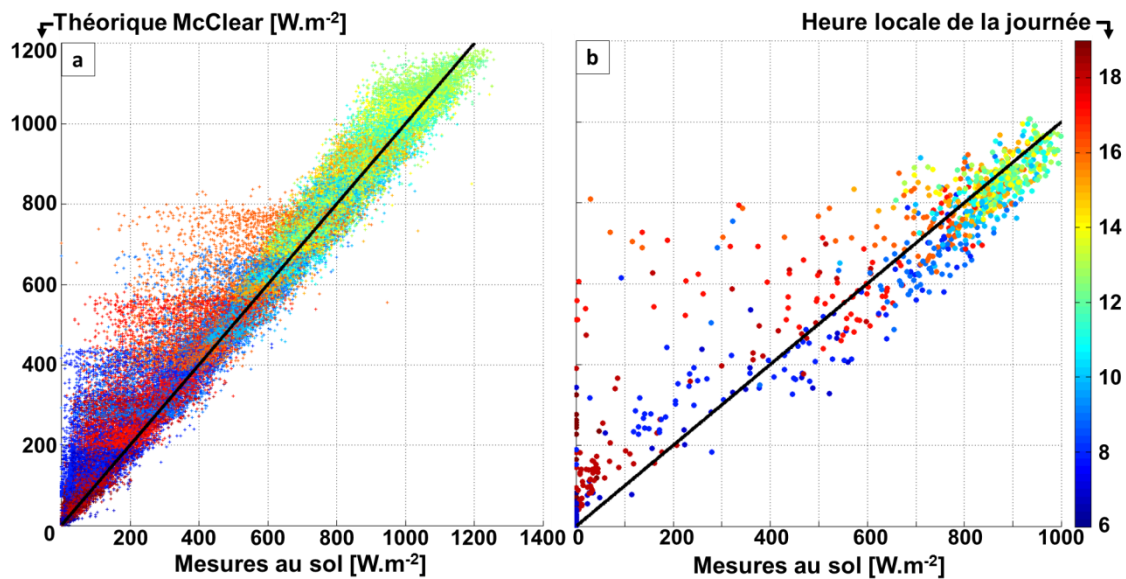


Figure 16 : Comparaison entre les données McClear et les mesures au sol : (a) mesures de Météo-France et (b) mesures du laboratoire

La Figure 16 illustre l'impact de l'effet du relief sur le rayonnement arrivant au sol et justifie l'importance de sa prise en compte à l'aide d'un modèle numérique de terrain. Cette comparaison montre la bonne cohérence entre les résultats du modèle McClear et les conditions atmosphériques de La Réunion décrites par les mesures au sol.

#### 5.4.2 Modèle numérique de terrain SRTM

Le modèle numérique de terrain SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) a été exploité afin de modéliser les effets du relief sur l'ensoleillement annuel reçu au sol. Ce modèle a été en

partie créé par la NASA (Graham 1974) et les données relatives à ce modèle sont disponibles sur le site internet du consortium CGIAR pour l'information spatial. Les données sont fournies sous forme d'un tableau. Chaque élément du tableau est repéré par sa position géographique (latitude et longitude) et la valeur de l'élément correspond à l'altitude du lieu. Pour La Réunion, la résolution spatiale de ce modèle est d'environ 90 mètres avec une précision sur la latitude et la longitude de 20 mètres. La précision sur l'altitude est de 16 mètres. La Figure 17 est une représentation des données obtenues pour La Réunion.

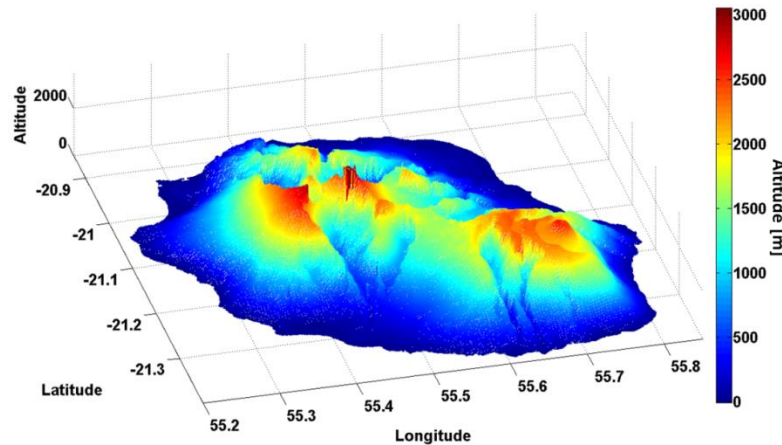


Figure 17 : Altimétrie de la Réunion à partir des données SRTM

Ces données ont été utilisées pour estimer, en première approximation, la proportion d'ensoleillement direct normal annuel, reçu par ciel clair en un lieu de donnée du territoire. Cette proportion est évaluée par rapport au cas où il n'y aurait pas de masques dus aux reliefs. Cette proportion est appelée par la suite BRF pour *Beam Radiance Factor*. L'objectif du travail présenté ci-après est de réaliser une carte de ce facteur pour La Réunion.

Pour calculer ce facteur en un lieu donné, il faut d'abord déterminer l'*horizon*, c'est-à-dire la ligne apparente séparant la terre du ciel. Pour cela, un algorithme de calcul a été rédigé. Pour un point géographique donné, l'algorithme balaye plusieurs directions avec une résolution angulaire  $r_a$  (cf. Figure 18-a). Pour chacune de ces directions, l'algorithme détermine avec une résolution radiale  $r_r$  le plus grand angle apparent d'élévation  $\alpha_g$  (cf. Figure 18-b). Une fois le balayage angulaire terminé, l'ensemble des angles apparents d'élévation qui ont été déterminés constitue l'*horizon*.

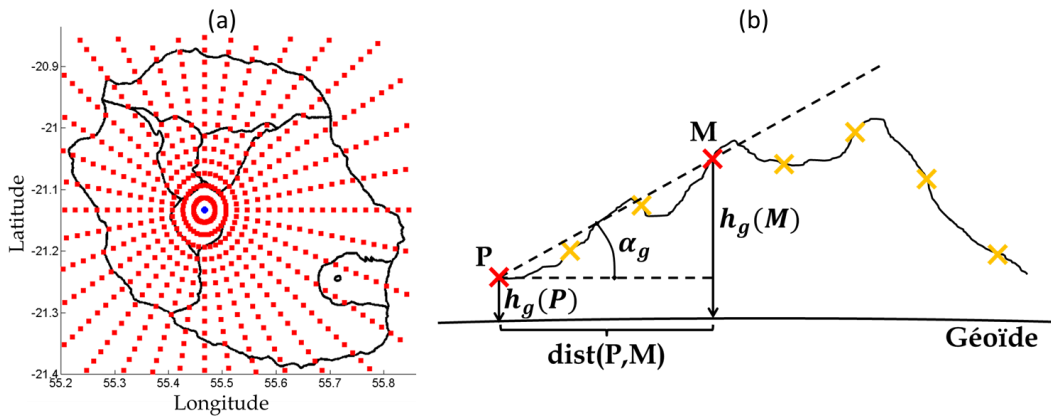


Figure 18 : Illustration de l'algorithme de calcul de l'horizon

Ensuite, l'algorithme calcule les lieux géométriques de la trajectoire apparente du Soleil au cours de l'année et affecte à chacun de ces lieux une valeur de rayonnement direct normal par ciel clair déterminé par le modèle simple (Meinel, Meinel, and McGowan 1977) décrit par l'équation suivante :

$$B_N = S_0 \cdot 0.7^{AM^{0.678}} \quad (5.3)$$

Où  $AM$  est l'air masse est calculé par la formule simplifiée suivante :  $AM = 1/\cos(\theta_z)$ .

Ensuite, le facteur BRF est calculé en faisant le rapport de la somme des rayonnements correspondant aux lieux géométriques se trouvant dessus de l'horizon sur la somme totale des rayonnements. La Figure 19 présente les lieux de la trajectoire du Soleil au cours de l'année (pondérés par le rayonnement direct par ciel clair) et l'horizon vu depuis la ville de Cilaos (lat : 21.1333° S, long : 55.4667° E).

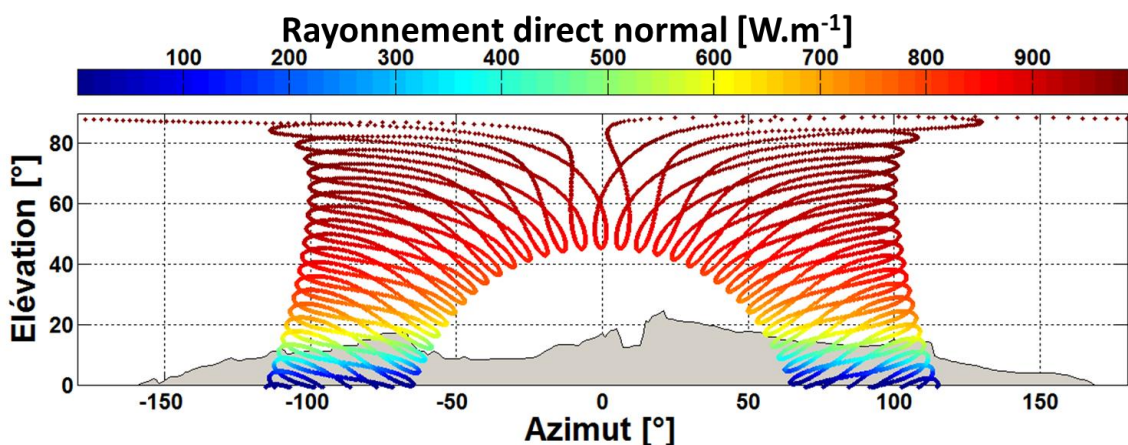


Figure 19 : Lieux de la trajectoire de Soleil et horizon vu depuis Cilaos

La surface en gris clair représente le relief vu de Cilaos. Les points représentent les lieux géométriques de la trajectoire du Soleil dans le ciel au cours de l'année, échantillonnés toutes les 20

minutes. Le niveau de couleur associée à ces points représente l'intensité du rayonnement direct par ciel clair. Pour cette localisation le BRF vaut 93 %.

À partir de cet algorithme, la carte de la proportion d'ensoleillement annuel direct reçu au sol par ciel clair a été calculée pour La Réunion (cf. Figure 20). La résolution spatiale de cette carte est d'environ 200 m en latitude et en longitude. La résolution angulaire  $r_a$  et radiale  $r_r$  permettant le calcul de la ligne d'horizon est respectivement de  $45^\circ$  et de 500 m. Avec un PC équipé de 8 Go de RAM et d'un processeur Intel® Core™ i7-2640M CPU @ 2.80GHz, le calcul de cette carte a duré huit jours.

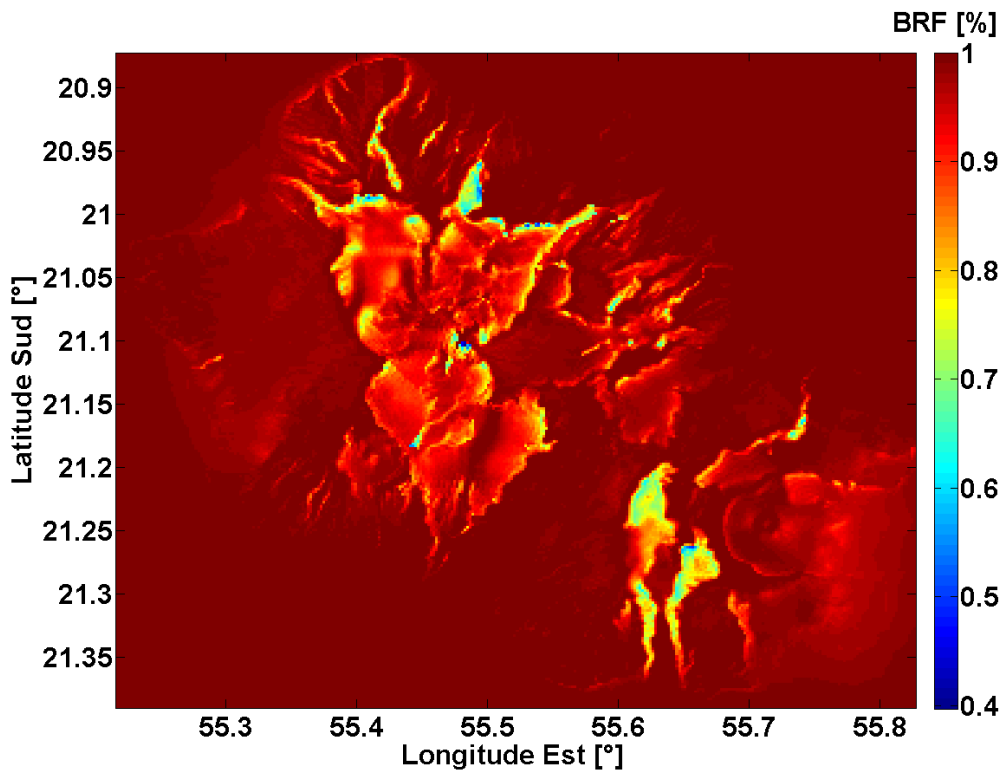


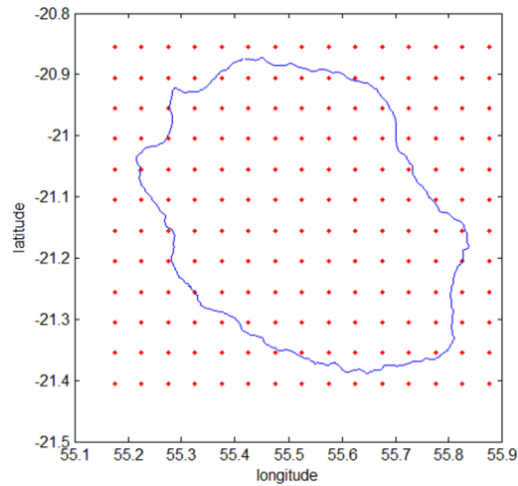
Figure 20 : Cartographie du BRF à La Réunion

Cette carte offre une première estimation des effets de masque dus aux reliefs sur l'ensoleillement direct normal reçu sur l'année. Globalement, le littoral de l'île semble très peu affecté par les effets de masque. Les masques affectent principalement l'ensoleillement reçu dans les cirques de l'île (Cilaos, Mafate et Salazie, cf. Figure 20). Dans cette région, l'ensoleillement direct normal reçu sur l'année peut être réduit d'environ 15 %.

#### 5.4.3 Réalisation de la carte d'ensoleillement

La réalisation de la carte d'ensoleillement exploite, tout d'abord, les estimations des indices horaires de ciel clair ( $k_{cs}$ ) fournie par l'équipe ASRC de l'université d'État de New York. Ces indices horaires sont associés aux centres des pixels des images du satellite MetoSat IODC

(MST-7). La [Figure 21](#) présente la répartition spatiale de ces indices au-dessus de La Réunion. Au total, 180 points géographiques ont été retenus. Ces points forment un quadrillage régulier ayant résolution d'environ 5 km suivant la latitude et la longitude. Les données horaires obtenues s'étalent sur une période allant de janvier 2008 et septembre 2012.



**Figure 21 : Positions géographiques des centres des pixels satellites au-dessus de La Réunion**

À partir de ces données, la réalisation de la carte d'ensoleillement s'est articulée autour du modèle SUNY. En lui associant le modèle de ciel clair McClear (cf. section [5.4.1](#)) et modèle numérique de terrain SRTM (cf. section [5.4.2](#)). ([Kleissl et al. 2013](#)) offrent une excellente présentation du modèle SUNY. Toutefois, les équations de base de ce modèle sont présentées brièvement ci-après. La [Figure 22](#) présente la méthodologie la méthodologie utilisée.

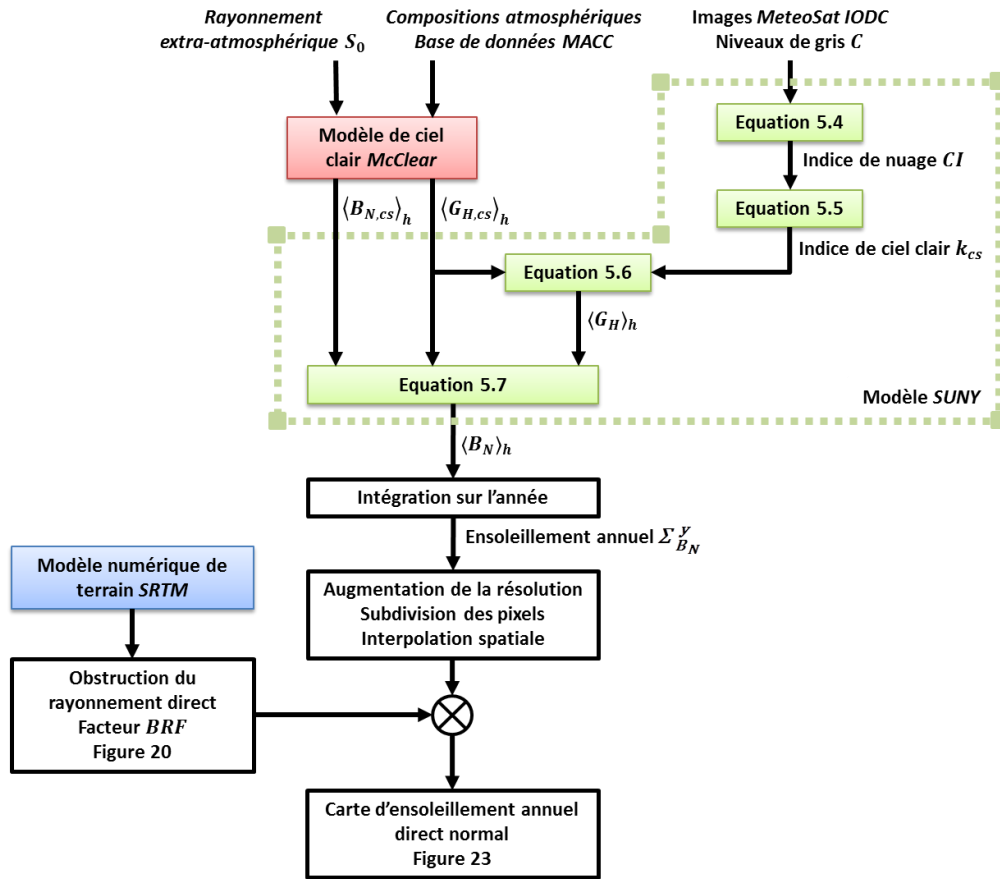


Figure 22 : Méthodologie de la réalisation de la carte de l'ensoleillement direct normal annuel.

Chaque pixel des images de MeteoSat IODC correspond à un niveau de gris codé sur 8 bits et noté  $C$ . D'abord, ce niveau de gris est divisé par le cosinus du zénith solaire correspondant au centre de pixel. Puis, le niveau gris obtenu est converti en indice de nuage. Pour cela, le niveau de gris est normalisé par rapport à la plus grande et la plus petite valeur des niveaux de gris de l'image considérée, respectivement noté  $C_{max}$  et  $C_{min}$ , tel que :

$$CI = \frac{C - C_{min}}{C_{max} - C_{min}} \quad (5.4)$$

Ensuite, l'indice de nuage est converti en indice de ciel clair :

$$k_{cs} = 2.36 \cdot CI^5 - 6.2 \cdot CI^4 + 6.22 \cdot CI^3 - 2.63 \cdot CI^2 - 0.58 \cdot CI + 1 \quad (5.5)$$

Parallèlement à ces données, les moyennes horaires du rayonnement global et direct normal théorique par ciel clair ont été générées avec le modèle McClear et mises à disposition par les Mines ParisTech.

D'abord, le rayonnement global par ciel clair ( $G_{H,cs}$ ) est utilisé pour estimer le rayonnement global reçu au sol ( $G_H$ ) en fonction de l'indice de clarté ( $k_{cs}$ ) :



$$G_H = k_{cs} \cdot G_{H,cs} \cdot (0.0001 \cdot k_{cs} \cdot G_{H,cs} + 0.9) \quad (5.6)$$

Ces grandeurs correspondent à des moyennes horaires.

Ensuite, ce rayonnement global par ciel clair ( $G_{H,cs}$ ) est décomposé en rayonnement direct normal à l'aide du modèle de décomposition du *DIRINT* (Perez et al. 1992). Ce modèle admet en entrée le rayonnement global horaire, le zénith solaire, le jour de l'année et la pression atmosphérique. Le zénith solaire correspond au milieu de l'heure d'intégration. La pression atmosphérique a été calculée avec la formule suivante :  $p = 101325 \cdot (1 - (0.0065 \cdot h_g) / 288.15)^{5.255}$ , exprimée en Pascal. Où  $h_g$  est l'altitude moyenne du pixel. Le rayonnement direct normal par ciel clair obtenu est noté B1 par la suite.

D'autre part, le modèle *DIRINT* est également utilisé pour décomposer l'estimation du rayonnement global (cf. équation (5.6)). Le rayonnement direct normal obtenu est noté B2 par la suite.

Ces deux rayonnements directs sont utilisés pour estimer la moyenne horaire du rayonnement direct normal reçu au sol :

$$B_N = B_{N,cs} \cdot \frac{B2}{B1} \quad (5.7)$$

À partir des moyennes horaires des rayonnements directs normaux estimés entre janvier 2008 et septembre 2012 pour les 180 points présentés en Figure 21 :

- 1) Les ensoleillements mensuels ont été calculés.
- 2) Pour chacun des mois de l'année, l'ensoleillement mensuel reçu en moyenne sur l'ensemble des années disponible a été calculé.
- 3) À partir de ces ensoleillements mensuels moyens, l'ensoleillement annuel a été calculé.

La carte obtenue a une résolution spatiale d'environ 5 km. Pour augmenter les résolutions spatiales de cette carte, (J. a. Ruiz-Arias et al. 2010) proposent d'intégrer les effets du relief (cf. section 5.2). Les effets dus à l'attitude du terrain sont pris en compte dans le modèle de ciel clair McClear et l'influence de cet effet sur la variation intrapixel du rayonnement a été négligée pour cette première étude. De plus, les effets dus à la réflectance du sol n'ont pas été considérés dans cette étude. Seul l'effet de l'obstruction du Soleil a été intégré en posttraitement à l'aide de la carte de BRF (cf. Figure 20). Cette carte est une grille avec une résolution spatiale est d'environ 200 m. Pour chaque point de la carte BRF l'ensoleillement direct normal ont été interpolées (interpolation cubique) à partir de la carte d'ensoleillement obtenu précédemment (résolution 5 km). Ensuite, cette valeur interpolée a été multipliée par la proportion d'ensoleillement direct normal reçu par ciel clair reçu (BRF).

La section suivante présente les résultats de ce travail.

## 5.5 Résultats

La [Figure 23](#) présente la carte de l'estimation de l'ensoleillement direct normal reçu sur le territoire de La Réunion en moyenne sur les cinq années étudiées.

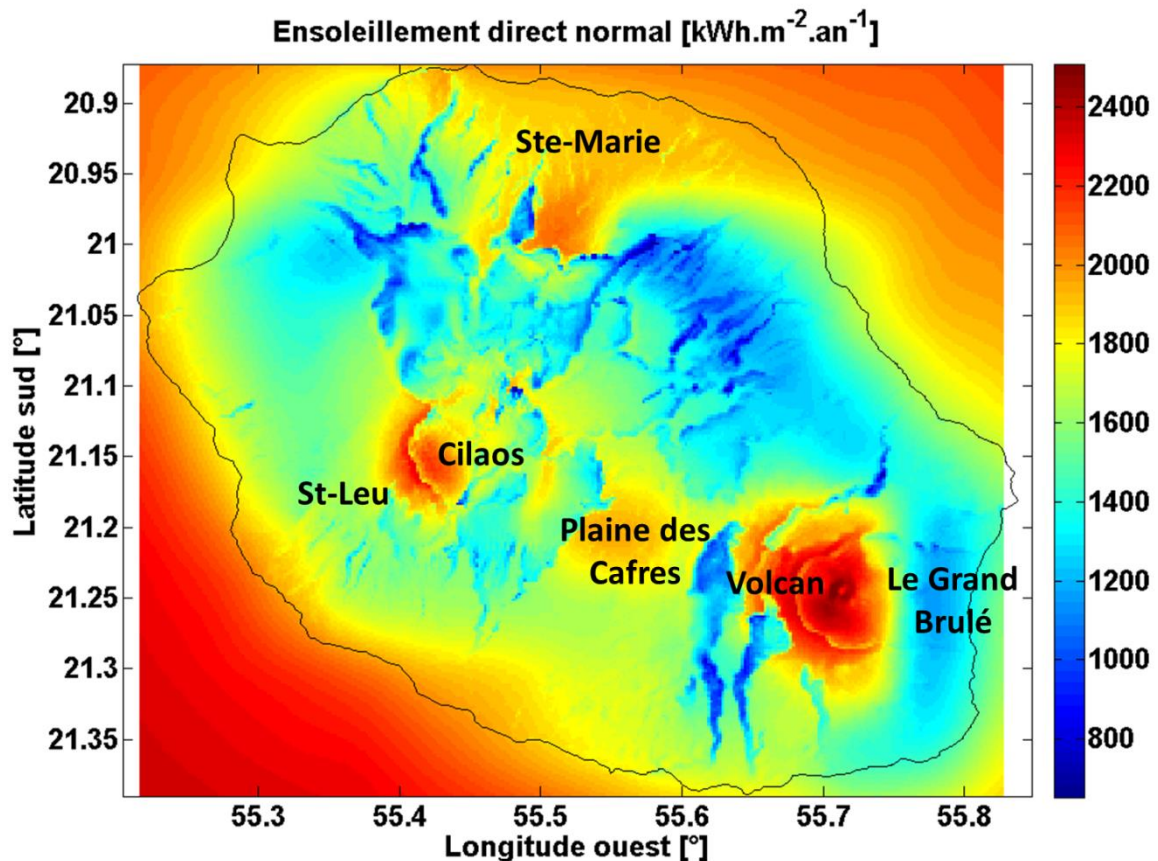


Figure 23 : Ensoleillement direct normal annuel reçu sur La Réunion

Cette carte permet d'identifier les régions favorables à l'exploitation d'un capteur solaire concentration, c'est-à-dire les régions bénéficiant d'un ensoleillement supérieur à 1800 kWh.m<sup>-2</sup>.an<sup>-1</sup> (cf. section 2.1.1). D'après cette carte, ce seuil d'ensoleillement est atteint sur le littoral Nord, Ouest et Sud-Ouest de l'île. Il est également atteint sur les hauteurs de l'île. Il y a la région de Volan (piton de la Fournaise), de la plaine des Cafres, l'est du cirque de Cilaos (Îlet la Corde), les hauteurs de Saint-Leu et les hauteurs de Sainte-Marie.

Cette figure est à comparer à la [Figure 15](#) qui présente le nombre de jours parfaitement ensoleillés en moyenne par an à partir du réseau pyranométrique de Météo-France. Les deux cartes concordent, au sens où les nombres de jours parfaitement ensoleillés plus élevés (supérieur à 70) correspondent à certaines des régions identifiées précédemment. Pour le reste des régions favorables identifiées en, notamment la côte Ouest de l'île, le nombre de jours

parfaitement ensoleillés est presque réduit de moitié. Cela pourrait s'expliquer par un de taux couverture moyen sur l'année équivalant à la région Sud-Ouest, par exemple, mais plus fractionnée. Ce qui est n'est pas favorable à l'exploitation d'une centrale solaire thermodynamique. De plus, la comparaison entre ces deux cartes montre qu'il y a deux régions à fort ensoleillement qui ne sont pas couvertes par une station de mesure au sol. Il y a les hauteurs de Saint-Leu et les hauteurs de Sainte-Marie. Il serait donc intéressant d'y installer des stations de mesures pour, à minima, vérifier les estimations satellites.

La [Figure 23](#) illustre également la très forte variabilité spatiale (forts gradients) de l'ensoleillement direct normal sur ce territoire très montagneux dont la plus grande diagonale mesure 70 km. L'ensoleillement est multiplié par deux entre le versant Ouest du volcan et la région du grand brûlé (à l'est du volcan près de la côte) alors que ces deux régions sont séparées d'à peine 10 km. Ceci peut s'expliquer par le fort dénivelé associé au profil altimétrique séparant ces deux régions. Cette carte illustre également les microclimats de l'île et la nécessité d'étudier finement (résolution spatiale importante) le gisement solaire de l'île.

En complément la [Figure 24](#) présente l'ensoleillement journalier reçu en moyenne pour chaque mois de l'année. La répartition spatiale de l'ensoleillement mois par mois est très similaire à celle de l'ensoleillement annuel. Les commentaires de la [Figure 23](#) restent valables. Les mois de février et de mars sont les moins ensoleillés. Cette observation pourrait être à l'activité cyclonique, mais cela doit être vérifié.

Sur ces deux figures, l'ensoleillement reçu en mer est globalement plus important que celui reçu sur les terres, car la couverture nuageuse est plus importante au-dessus de l'île. Le relief particulier de l'île favorise la formation de nuages orographiques au-dessus du territoire. De plus, ce relief fait obstacle aux stratocumulus (vers 1500m d'altitude) pris dans les vents d'alizé. Ces deux phénomènes contribuent à la couverture nuageuse présente au-dessus de l'île.

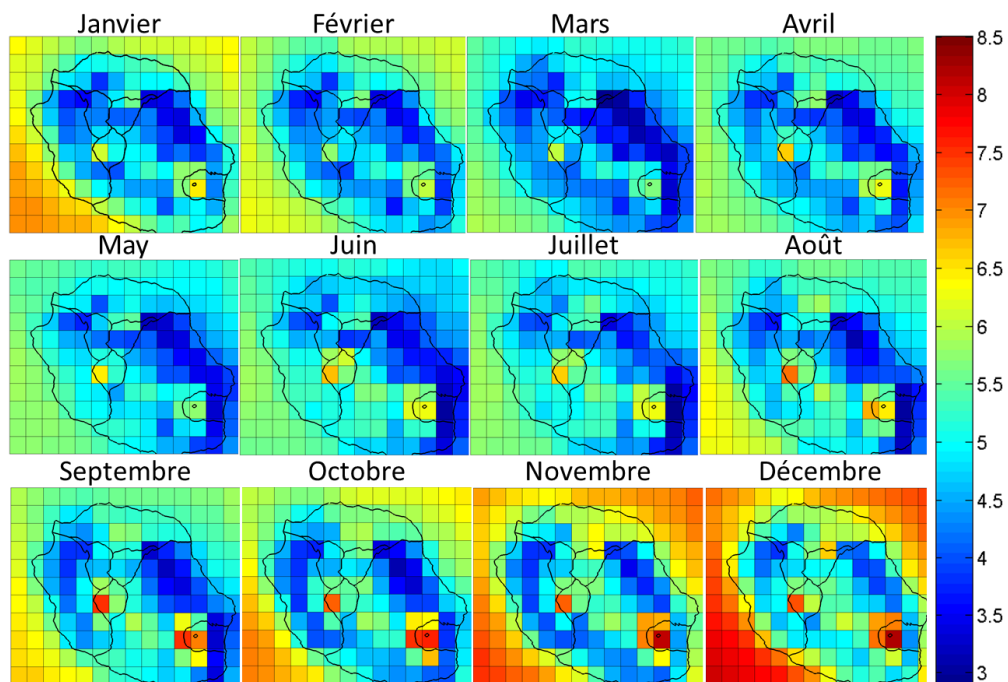


Figure 24 : Ensoleillement journalier moyen mois par mois, exprimé en kWh.m-1.jour-1

## 5.6 Conclusions

Les modèles et la méthodologie présentée dans ce chapitre ont permis de réaliser la première carte de l'ensoleillement direct normal annuel reçu en moyenne sur l'année à La Réunion. Avant de conclure sur les résultats de cette étude, il est nécessaire de souligner que les estimations des rayonnements obtenus doivent être confrontées à des mesures au sol de ce rayonnement afin de valider et éventuellement améliorer la méthodologie utilisée. Seules les mesures au sol du rayonnement direct normal du laboratoire PIMENT ont été comparées à ces estimations (cf. section 6.4.2), ce qui n'est pas suffisant. Après validation, les incertitudes de ces estimations devront être quantifiées. Sous réserve que ces estimations soient validées, étant donné que la moyenne de l'ensoleillement annuel a été réalisée sur environ cinq années. Si la ressource solaire reçue à La Réunion possède un comportement semblable aux sites étudiés par (C. Gueymard and Wilcox 2009; Lohmann et al. 2006), alors l'on peut estimer que les valeurs moyennes de l'ensoleillement obtenues s'écartent de plus ou moins 10 % de leurs valeurs moyennes à long terme.

Même si les estimations satellites du rayonnement direct normal n'ont pas été comparées à suffisamment de mesures sol, cette carte offre, à minima, une information sur la répartition relative de l'ensoleillement. Au vu des recommandations du gestionnaire du réseau électrique concernant les régions privilégiées pour l'implantation de nouvelles unités de production (cf.

section 2.3) et de la carte d'ensoleillement, la région Sud-Ouest de l'île est privilégiée pour l'implantation de centrales solaires thermodynamiques. Le site de laboratoire PIMENT situé à l'IUT de Saint-Pierre fait partie de cette région. Les mesures au sol effectuées depuis ce site ont été utilisées pour simuler le productible électrique annuel de la centrale présentée en [Partie III](#), mais avant cela ces mesures au sol ont été traitées comme présentées dans le chapitre suivant.

## Chapitre 6

# Rayonnement solaire direct et autres variables météorologiques mesurées à Saint-Pierre de La Réunion

### 6.1 Introduction

La simulation du productible électrique annuel de la centrale modélisée dans cette étude nécessite les mesures sur au moins une année complète : du rayonnement solaire direct, de la température d'air extérieur et de la vitesse du vent.

En raison de son inertie thermique, du temps de parcours du fluide caloporteur et de son contrôle commande, le récepteur linéaire agit comme un filtre entre ces grandeurs d'entrées et sa grandeur de sortie. Les grandeurs d'entrées du récepteur sont principalement le rayonnement direct concentré par les miroirs et l'enthalpie du fluide caloporteur en entrée du récepteur. Sa grandeur de sortie est l'enthalpie du fluide caloporteur en sortie du récepteur. Le comportement du récepteur modélisé en dynamique (cf. section 9.6) fait apparaître, d'une part, des effets de retard ; et d'autre part, des effets d'atténuation et d'amplification de la grandeur de sortie en fonction des fréquences et des amplitudes de variation des grandeurs d'entrées passées. Par conséquent, ce dernier point montre qu'il est nécessaire de rendre compte de la variabilité en amplitude et en fréquence de rayonnement solaire afin d'estimer correctement la production de chaleur et par la suite mieux estimer la production d'électricité. Concrètement, les périodes d'intégration des données météorologiques doivent être comparables aux pas de

temps exigés par le modèle numérique du récepteur. Les simulations présentées en section 9.6 exigent des pas de temps de l'ordre de quelques secondes.

Le laboratoire est situé dans une des régions favorables identifiées en section 5.5. J'ai donc choisi d'utiliser les mesures du laboratoire présentées en section 4.2 (pas de temps d'une minute) pour simuler le productible électrique de la centrale modélisée et présentée en Chapitre 10. Parmi ces mesures, il y a des années complètes de mesures de la température d'air extérieur et de la vitesse du vent à deux et dix mètres du sol. Cependant, il n'y a aucune année complète de mesures du rayonnement direct, ni par mesure directe (à l'aide du pyréliomètre), ni par mesure indirecte par le biais des mesures concomitantes du rayonnement global et diffus. Par contre, là où les mesures du rayonnement direct sont manquantes, il y a des mesures du rayonnement global. De plus, dans la base de données du laboratoire, il y a des mesures concomitantes du rayonnement global et diffus. Au regard des mesures à notre disposition et de l'objectif fixé, deux années complètes (2011 et 2012) de mesures du rayonnement direct ont été complétées. Pour cela, là où les mesures du rayonnement direct étaient manquantes, le rayonnement global a été décomposé en rayonnement diffus, puis le rayonnement direct a été obtenu à partir du global et du diffus.

## 6.2 État de l'art

Les modèles permettant d'estimer le rayonnement direct ou diffus à partir du rayonnement global sont communément appelés modèles de décomposition du rayonnement global. Il existe des modèles dits « physiques » (modèle de transfert radiatif atmosphérique, par exemple) et des modèles statistiques. Dans cette étude, un modèle statistique a été utilisé. Plusieurs modèles statistiques de décomposition du rayonnement global ont été développés et présentés dans la littérature. (Liu and Jordan 1960) sont référencés comme les premiers auteurs à avoir publié sur ce sujet. Ils ont déterminé une corrélation empirique entre la fraction de diffus (cf. équation (6.1)) et l'indice de clarté (cf. équation (6.2)) calculée à partir de données journalières et issue des mesures de 98 stations météorologiques situées en Amérique du Nord. La fraction de diffus est définie par le rapport suivant :

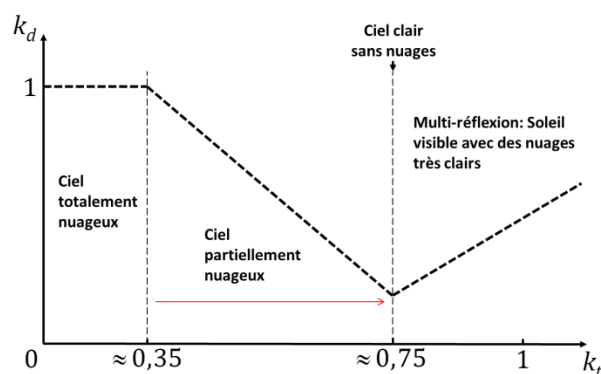
$$k_d = \frac{D_H}{G_H} \quad (6.1)$$

L'indice de clarté est défini par le rapport suivant :

$$k_t = \frac{G_H}{S_0 \cdot \cos(\theta_s)} \quad (6.2)$$

Où  $S_0$  est le rayonnement solaire qui atteint l'atmosphère terrestre et  $\theta_s$  est le zénith solaire

À partir de ces données journalières, ils ont déterminé une fonction affine permettant d'estimer la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté. Les méthodes qui ont été développées par la suite, se basent le même principe. (Orgill and Hollands 1977) ont déterminé une corrélation à partir de mesures horaires. À cette échelle de temps, ils distinguent trois zones sur le diagramme de dispersion présentant la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté (cf. Figure 25). En première approximation, la première zone correspond aux indices de clarté environ inférieurs à 0,35. Dans cette zone, le Soleil est totalement masqué par les nuages. Dans ces conditions, il n'y a pas de rayonnement direct. Par conséquent, le rayonnement global n'est composé que du rayonnement diffus (fraction de diffus égal à 1). La seconde zone correspond aux indices de clarté compris environ entre 0,35 et 0,75. Cette zone correspond à un ciel partiellement nuageux. Le rayonnement global augmente avec la diminution du taux de couverture nuageux. La fraction de diffus atteint un minimum lorsque le ciel est sans nuage. La troisième zone correspond à un indice de clarté supérieur à environ 0,75. Dans cette zone, le rayonnement global augmente avec le rayonnement diffus. Dans ce cas, le Soleil est totalement visible et des nuages très clairs sont présents dans le ciel. Ainsi, le rayonnement solaire est réfléchi par ces nuages, ce qui augmente le rayonnement global mesuré au sol (phénomène de multi-réflexion). Par moment, ce rayonnement peut être supérieur au rayonnement extraatmosphérique (indice de clarté supérieur à 1).



**Figure 25 : Représentation schématique de la variation de la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté**

Plus la période d'intégration des mesures est courte, plus ces trois zones sont distinctes. Par la suite, d'autres auteurs ont introduit d'autres paramètres de corrélations afin de mieux rendre compte de la dispersion des nuages de points (Iqbal 1980), (Skartveit and Olseth 1986) et (Garrison 1985). Après une étude sur 28 paramètres de corrélation, (Reindl, Beckman, and Duffie 1990) estiment que seuls trois paramètres supplémentaires ont une influence sur la distribution du nuage de points. Il y a l'angle d'élévation solaire, la température et l'humidité relative de l'air extérieur. (Skartveit, Olseth, and Tuft 1998) ont amélioré leur précédent modèle en introduisant un indice de variabilité horaire du rayonnement global.

Les modèles cités utilisent tous un polynôme, éventuellement défini par morceaux, pour estimer la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté. D'autres auteurs ont utilisé d'autres types de fonction. (J. A. Ruiz-Arias et al. 2010) utilisent une sigmoïde. (Maxwell 1987) et (Perez et al. 1991) estiment directement le rayonnement direct à partir du rayonnement global. Pour cela, ils utilisent une fonction exponentielle.

Toutes les études précédemment citées ont été établies à partir de mesures au sol effectué en Europe et en Amérique du Nord. (Ridley, Boland, and Lauret 2010) et (Boland, Huang, and Ridley 2013) expliquent que l'application de ces modèles à des mesures effectuées en Australie n'est pas satisfaisante, car ils observent en Australie des faibles valeurs de la fraction de diffus, inférieures à ce qu'ils observent en Europe. Ils expliquent, en s'appuyant sur les travaux de (Balling Jr. and Idso 1991) et (C. A. Gueymard 2005), que la quantité d'aérosol est plus importante dans l'hémisphère Nord que dans l'hémisphère Sud, et que ces aérosols réduisent la proportion du rayonnement direct en faveur du rayonnement diffus. Ils ont réalisé un nouveau modèle en utilisant une fonction de type logistique pour estimer la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté et d'un indice de variabilité.

(Ineichen 2008) a réalisé une étude comparative entre quatre modèles de décomposition : *Erbs* (Erbs, Klein, and Duffie 1982), *DirInt* (Perez et al. 1992), *DirIndex* (Perez et al. 2002) et *Skartveit* (Skartveit, Olseth, and Tuft 1998). Cette étude a été réalisée à partir de données provenant de 22 stations de mesures réparties dans l'hémisphère Nord, avec des climatologies différentes. Il conclut que les trois derniers modèles cités sont les plus performants et ont des performances similaires (évaluées en termes d'erreur entre les données mesurées et modélisées). Cependant, la prise en compte de la quantité de vapeur d'eau dans l'atmosphère et de sa turbidité par le modèle *DirIndex*, rend ce modèle plus performant pour des valeurs de rayonnement direct supérieures à  $800 \text{ W.m}^{-2}$ . (Lanini 2010) a réalisé une étude comparative similaire entre les modèles suivants : *Reindl* (Reindl, Beckman, and Duffie 1990), *Skartveit*, *BRL* (Ridley, Boland, and Lauret 2010) et *DISC* (Maxwell 1987). Elle a réalisé cette étude à partir de données provenant d'une trentaine de stations réparties dans l'hémisphère Nord et Sud. Elle conclut que le modèle *Skartveit* présente en moyenne les meilleures performances.

### 6.3 Motivations

Tous les modèles cités dans l'état de l'art, excepté celui de Jordan, ont été établis à partir de données horaires. (Lanini 2010) montre à l'aide de la Figure 26 que la dispersion du nuage de points (fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté) augmente quand la période d'intégration des données diminue. Autrement dit, l'augmentation de la période d'intégration des données réduit l'information sur la variabilité du rayonnement mesuré. La Figure 27 illustre



cette perte d'information. Cette figure présente l'indice de variabilité de mesures du rayonnement direct normal en fonction de la période d'intégration de ces mesures. L'indice de variabilité utilisé (cf. équation (6.3)) s'inspire de celui proposé par (Reno, Hansen, and Stein 2012).

$$VI = \frac{\sum_{k=2}^n \sqrt{(B_H(k) - B_H(k-1))^2 + \Delta t^2}}{\sum_{k=2}^n \sqrt{(S_0(k) \cdot \cos(\theta_S(k)) - S_0(k-1) \cdot \cos(\theta_S(k-1)))^2 + \Delta t^2}} \quad (6.3)$$

Où  $\Delta t$  est la période d'intégration des données en minute, ici  $\Delta t$  vaut 1 minute.  $n$  correspond aux nombres de données. Les rayonnements sont exprimés en  $W.m^{-2}$ .

La courbe marquée par les cercles rouges représente la variabilité du rayonnement direct mesuré à Alice Sping (Australie, lat : -23.7980, lon : 133.8880) en 2012. Le climat d'Alice Springs est désertique et des capteurs à concentration solaire sont exploités à cet endroit. Ces mesures ont été obtenues à partir du réseau de mesures BSRN. La courbe marquée par les triangles bleus correspond aux mesures du rayonnement direct normal effectué à Saint-Pierre avec le pyrhéliomètre du laboratoire PIMENT (cf. section 4.2). Pour ces deux sites, la variabilité des mesures augmente significativement pour des périodes d'intégration inférieures à 10 min. De plus, cette augmentation est bien plus importante pour le site de Saint-Pierre. Il est donc probable que les modèles de décomposition développée à partir de données horaires ne soient pas adaptés pour des périodes d'intégration plus courtes.

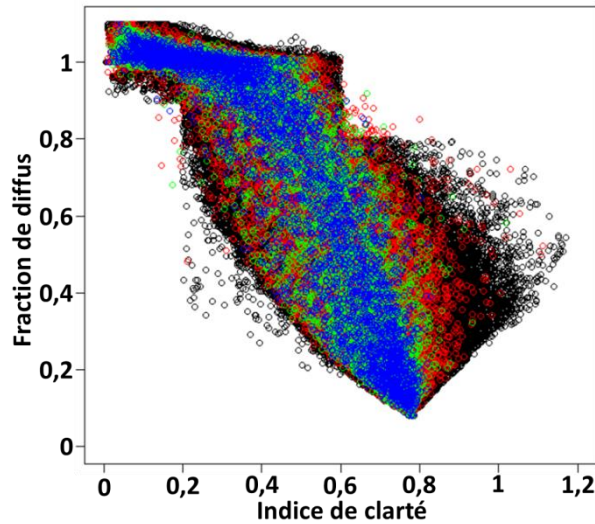


Figure 26 : Fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté pour différentes moyennes temporelles 1 minute (noir), 10 minutes (rouge), 30 minutes (vert) et 1 heure (bleu) pour la localisation de Payerne, source : (Lanini 2010)

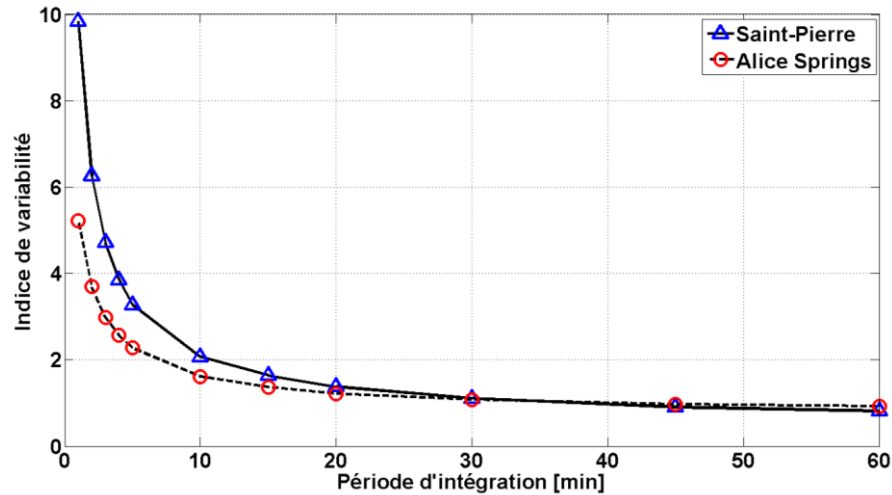


Figure 27 : Variabilité du rayonnement direct normal à Saint-Pierre et à Alice Springs, en fonction de la période d'intégration

Dans son étude comparative, (Ineichen 2008) a évalué les performances des modèles qu'il étudie en fonction de la période d'intégration des données (60, 30, 15, 10 et 5 min). Pour cela il a utilisé des données mesurées à Genève et calculé les erreurs commises. Le Tableau 5 présente les erreurs quadratiques moyennes relatives qu'il a obtenues.

rRMSE [%]	Modèle			
	<i>DirIndex</i>	<i>DirInt</i>	<i>Skartveit</i>	<i>Erbs</i>
60 min	24.8	26.6	25.5	31.7
30 min	27.2	28.3	26.2	34.4
15 min	29.7	30.5	28.0	36.2
10 min	30.1	31.5	28.7	37.3
5 min	32.3	33.0	30.5	38.0

Tableau 5 : Récapitulatif des erreurs quadratiques moyennes relatives déterminées par (Ineichen 2008) entre les résultats de ces modèles et les mesures au sol du rayonnement direct normal

Pour les quatre modèles étudiés, comme attendu l'erreur augmente lorsque la période d'intégration diminue. Selon (Ineichen 2008) ces erreurs restent acceptables. Toutefois, pour des périodes d'intégration inférieure à l'heure, il recommande d'adapter les modèles qui ont été initialement développés à partir de données horaires. En outre, au regard de la Figure 27, il est probable qu'une étude similaire à celle (Ineichen 2008) appliquée aux données de Saint-Pierre sur des données moyennées sur une minute entraîne des erreurs bien plus importantes.

Pour décomposer les mesures du rayonnement de Saint-Pierre, un autre modèle a été développé à partir de mesures *in situ*. Cette méthode est similaire à celles présentées dans l'état de l'art, mais elle se base sur une représentation non paramétrique des plus fortes probabilités d'occurrence de la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté. Ce modèle est présenté ci-après.

### 6.3.1 Les données

Les mesures concomitantes du rayonnement global et du rayonnement diffus corrigées et présentées en section 4.2.1, ont été utilisées pour établir le modèle de décomposition du rayonnement global présenté ci-après. Au total, 1 259 574 mesures concomitantes ont été récoltées, puis à partir de ces mesures la fraction de diffus et l'indice de clarté ont été calculés. La Figure 28 présente la répartition de la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté.

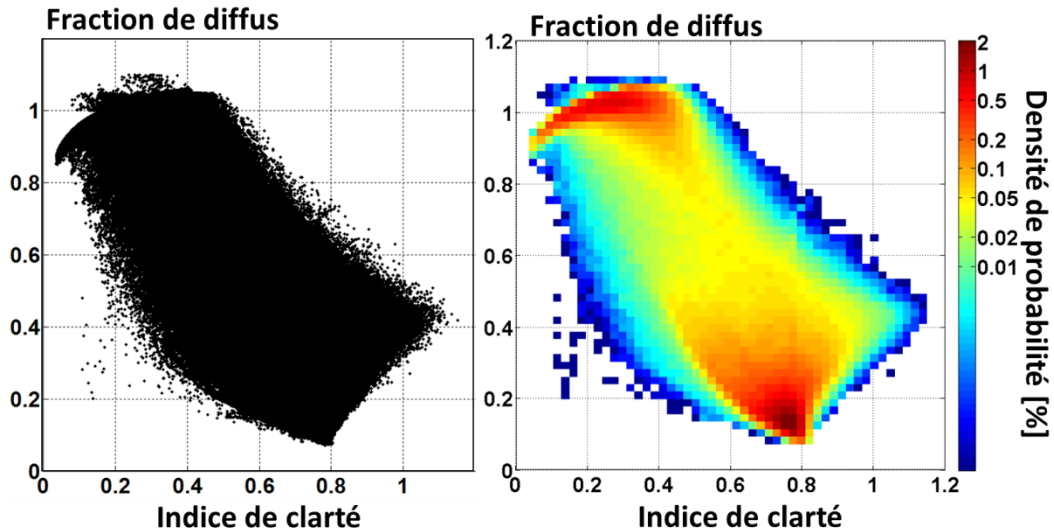


Figure 28 : Diagramme de dispersion de la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté (à gauche), et répartition de la densité de probabilité associée à ce nuage de points (à droite).

Cette répartition a été établie avec des intervalles de 0,024 pour la fraction de diffus et l'indice de clarté.

Cette représentation révèle des erreurs de mesures qui n'ont pas pu être corrigées, notamment des erreurs liées à la mesure du diffus par le pyranomètre équipé d'un anneau d'ombrage. Pour des indices de clartés inférieurs à 0,2, la fraction de diffus diminue avec l'indice de clarté. Or dans ces conditions, le ciel est totalement nuageux, ainsi le rayonnement global est composé que du diffus et donc la fraction diffuse doit être égale à 1. Cependant en pratique l'anneau de diffus équipant le pyranomètre masque une partie du ciel d'où provient le diffus, ainsi la valeur du rayonnement mesuré est inférieure à celle mesurée par le pyranomètre seul, d'où une fraction de diffus inférieure à 1. (Younes, Claywell, and Muneer 2005) observent le même effet sur des mesures effectuées au Bahreïn. La correction de cet effet présenté en section 4.2.2, n'est visiblement pas suffisante dans ces conditions. Dans ce cas, la valeur de la fraction de diffus a été fixée à 1. De plus, il est physiquement impossible que le rayonnement diffus soit supérieur au rayonnement global, dans ce cas également la fraction de diffus a été fixée à 1.

### 6.3.2 Le modèle

Comme indiqué dans l'état de l'art, la valeur de la fraction de diffus est également dépendante de l'élévation solaire. Par conséquent, la fraction de diffus a été définie en fonction de ce paramètre et de l'indice de clarté, tel que :

$$k_d = f_c(\alpha_s, k_t) \quad (6.4)$$

Il existe également des dépendances avec d'autres variables, mais le nombre de variables a été limité pour simplifier le modèle. Le principe de ce modèle s'appuie sur la répartition de la probabilité d'occurrence présentée sur le diagramme à droite de la [Figure 28](#). Le principe est de déterminer une fonction de corrélation non paramétrique qui représente la plus forte probabilité d'occurrence de la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté et l'élévation solaire.

Premièrement, l'ensemble des points à disposition  $(k_t, k_d, \alpha_s)$  ont été répartie en 9 groupes en fonction de l'élévation solaire. Ces groupes et le nombre de points par groupe sont présentés en [Tableau 6](#).

Données entre 2006 et 2013			
$7^\circ \leq \alpha_s \leq 10^\circ$	30 673	$50^\circ \leq \alpha_s \leq 60^\circ$	160 780
$10^\circ < \alpha_s \leq 20^\circ$	158 258	$60^\circ < \alpha_s \leq 70^\circ$	133 746
$20^\circ < \alpha_s \leq 30^\circ$	175 179	$70^\circ < \alpha_s \leq 80^\circ$	96 707
$30^\circ < \alpha_s \leq 40^\circ$	201 117	$80^\circ < \alpha_s \leq 90^\circ$	55 187
$40^\circ < \alpha_s \leq 50^\circ$	247 927	<b><math>7^\circ &lt; \alpha_s \leq 90^\circ</math></b>	<b>1 259 574</b>

**Tableau 6 : Répartition du nombre de données en fonction de l'élévation solaire**

Deuxièmement, pour chaque groupe d'élévation solaire, l'indice de clarté a été divisé en plusieurs intervalles réguliers entre sa valeur minimum et maximum (cf. [Figure 29](#)). Puis, pour chaque intervalle ainsi défini, la fonction de densité de probabilité de la fraction de diffus a été estimée à l'aide d'un estimateur par noyau gaussien. Cet estimateur permet de mieux représenter les répartitions empiriques observées par rapport à une loi paramétrique (gaussienne, lognormale, Weibull...). Ensuite, la plus forte probabilité d'occurrence de la fraction de diffus a été déterminée à l'aide de cet estimateur. La [Figure 29](#) illustre ces différentes étapes pour le groupe de points dont l'angle d'élévation solaire est compris entre  $80^\circ$  et  $90^\circ$ , et avec une répartition des indices de clarté en dix intervalles réguliers.

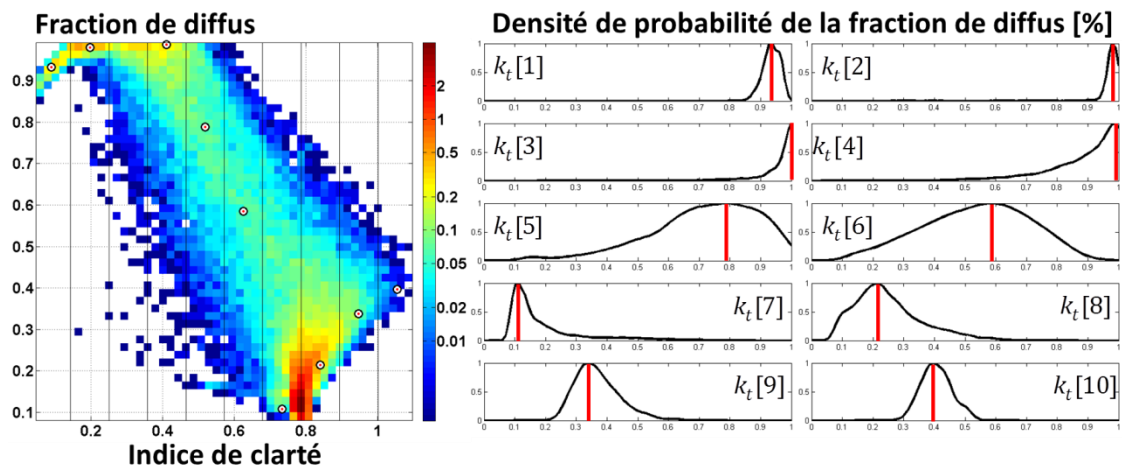


Figure 29 : Estimation de la répartition des densités de probabilité de la fraction de diffus

Les répartitions des densités de probabilité correspondantes aux différents intervalles d'indice de clarté ne sont pas assimilables à des distributions gaussiennes (cf. Figure 29). À première vue, ces répartitions ressemblent à des distributions de type log-normale ou Weibull. Par conséquent, la moyenne ne coïncide pas avec la plus forte probabilité d'occurrence. Certains auteurs présentés dans l'état de l'art utilisent la méthode des moindres carrés pour ajuster une fonction de corrélation. Cette méthode conduit à déterminer une fonction de corrélation qui estime la moyenne des probabilités d'occurrence. C'est sur point que le modèle présenté dans ce chapitre diffère de certains des modèles présentés dans l'état de l'art. De plus, la méthode des moindres carrés fait l'hypothèse que les distributions suivent une loi gaussienne. Pour les répartitions des probabilités d'occurrence présentées en Figure 29, cette méthode doit être adaptée. L'estimation des plus fortes probabilités d'occurrence permet de mieux modéliser les valeurs de fraction de diffus extrêmement faibles (condition de ciel totalement clair), en comparaison avec des méthodes faisant l'estimation des moyennes. Cela permet de limiter les effets de saturation lors de la modélisation du rayonnement direct. Ces effets de saturation sont présentés en section 6.4.1.

Troisièmement, après avoir déterminé de façon discrète les plus fortes probabilités d'occurrence de la fraction de diffus en fonction de l'indice de clarté et de l'élévation solaire ; la fonction de corrélation recherchée est obtenue par interpolation cubique entre ces plus fortes probabilités d'occurrence. La Figure 30 illustre cette fonction de corrélation, qui a été obtenue avec 20 intervalles d'indice de clarté.

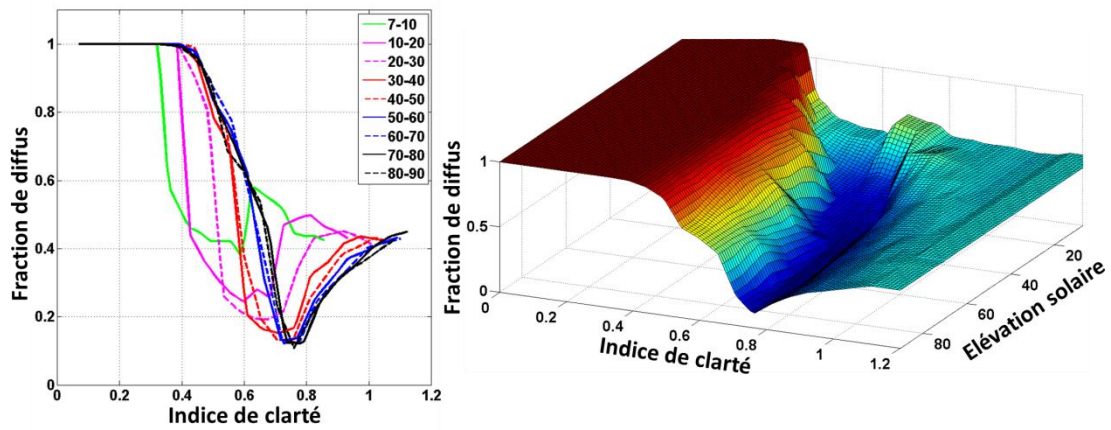


Figure 30 : Fonction de corrélation, obtenue par interpolation cubique entre les plus fortes probabilités d'occurrence

La procédure à suivre pour estimer le rayonnement direct à partir du global et de l'angle d'élévation solaire est la suivante :

- 1) Calcul de l'indice de clarté ;
- 2) Calcul de la fraction de diffus à l'aide de l'équation (6.4) ;
- 3) Décomposition du rayonnement diffus à l'aide du rayonnement global et de la fraction de diffus :

$$D_H = k_d \cdot G_H \quad (6.5)$$

- 4) Calcul du rayonnement direct normal :

$$B_N = \frac{G_H - D_H}{\sin(\alpha_S)} \quad (6.6)$$

Les plus fortes probabilités d'occurrence de la fraction de diffus utilisée dans cette étude sont présentées en [Annexe F](#), en fonction de l'indice de clarté et de l'élévation solaire.

## 6.4 Résultats

### 6.4.1 Résultats du modèle

Afin d'évaluer les performances de ce modèle, il a été appliqué à des séquences de mesures du rayonnement global effectué en 2011 et 2012. Ces séquences bénéficient de mesures concomitantes du rayonnement global et direct (mesuré avec le pyrhéliomètre). Le rayonnement global a été décomposé en rayonnement diffus et le rayonnement direct normal a été calculé (équations (6.4), (6.5) et (6.6)). Puis, ce rayonnement modélisé a été comparé au rayonnement direct normal mesuré.

La Figure 31 présente, d'une part, le diagramme de dispersion entre le rayonnement mesuré et modélisé (à gauche). Ce diagramme présente également la répartition de la densité de probabilité de ce nuage de points. Cette densité (un pour mille) est présentée à l'aide d'une échelle logarithmique en couleur. La droite en trait continu noir correspond à la régression linéaire du nuage de points, elle est à comparer à la première bissectrice (trait discontinu en noir). La régression linéaire ( $y = a \cdot x + b$ ) a été ajustée à l'aide de la méthode des moindres carrés. Son coefficient directeur est proche de 1, mais en moyenne le modèle de décomposition surestime les données mesurées. L'écart entre la régression et la première bissectrice varie entre 50 et 20  $W \cdot m^{-2}$ . De plus, le rayonnement modélisé sature à partir de 975  $W \cdot m^{-2}$ , car la fonction de corrélation ne permet pas d'atteindre les fractions de diffus plus faibles. Pour des mesures moyennées sur une minute, tous les modèles présentés dans l'état de l'art saturent, plus ou moins, pour la même raison.

Le diagramme à droite de la Figure 31, présente la répartition de la densité de probabilité de la différence entre ces deux rayonnements (le résidu). Cette répartition est asymétrique et environ 80 % des erreurs sont compris entre  $\pm 100 W \cdot m^{-2}$

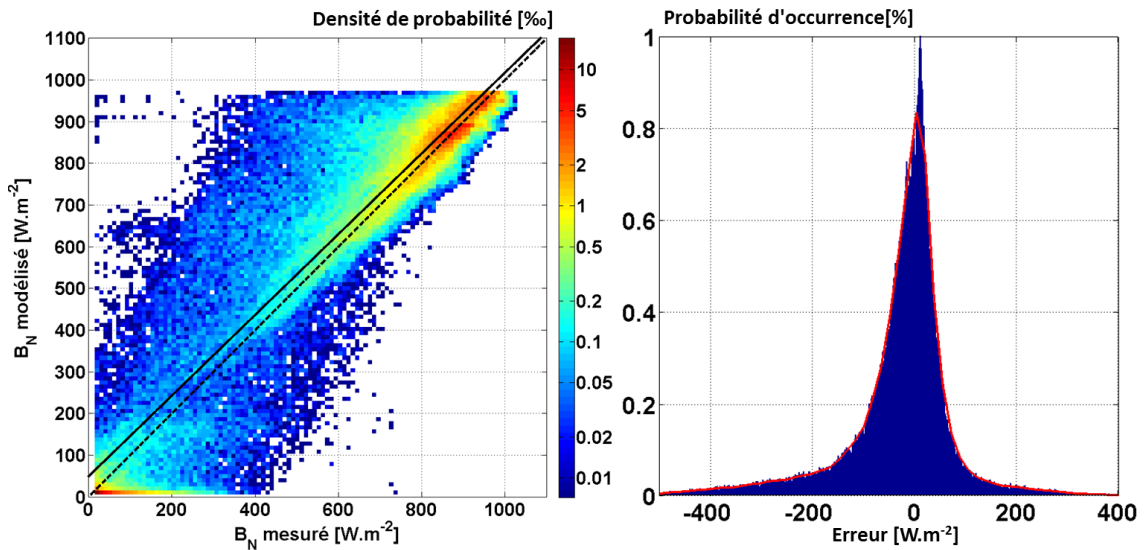


Figure 31 : Comparaison du rayonnement direct normal modélisé/mesuré sur 2011 et 2012

Le Tableau 7 présente des valeurs statistiques permettant d'évaluer les erreurs entre ces deux séries de mesures. Dans l'ordre, il y a : le nombre total de données, l'erreur quadratique moyenne (absolue et relative), l'erreur moyenne (absolue et relative), le coefficient directeur de la régression linéaire, son ordonnée à l'origine et son coefficient de détermination.

Année	Nbr.	(r)RMSE [ $W \cdot m^{-2}$ ]	(r)MBE [ $W \cdot m^{-2}$ ]	a	b [ $W \cdot m^{-2}$ ]	R <sup>2</sup>
2011/2012	139 322	110 (16,8 %)	28,7 (4,4 %)	0,97	48,6	87,2 %

Tableau 7 : Comparaison statistique rayonnement direct normal modélisé/mesuré sur 2011 et 2012

Les erreurs ont été comparées à quatre d'études comparant plusieurs modèles de décomposition du rayonnement global en rayonnement direct : (F. J. Batlles et al. 2000), (Gabriel López, Rubio, and Batlles 2000), (Bertrand, Vanderveken, and Journée 2015) et (Ineichen 2008). Seuls les meilleurs résultats et les modèles communs à ces quatre études sont présentés ci-après. Les [Tableau 8](#) et [Tableau 9](#) présentent respectivement les écarts moyens et les écarts quadratiques moyens des modèles étudiés. Ces études ont été réalisées avec des données moyennées sur des durées allant de 5 minutes à une heure. Il n'est pas possible d'établir une tendance, à partir des erreurs moyennes.

MBE [W.m <sup>2</sup> ]/ rMBE [%]				
Auteurs	Batlles	López	Bertrand	Ineichen
Pas de temps	1 h	1 h	10 min	5 min
Modèles				
Maxwel	-/0 %	-20,5/-3,8 %	22,3/13,6 %	-/-
Skartveit	-/-9 %	-/-	10,9/6,6 %	15/5,4 %
Louche	-/1 %	-4,2/-0,7 %	24,3/14,8 %	-/-
DirInt	-/-	-/-	10,3/6,3 %	16/5,7 %

**Tableau 8 : Erreurs moyennes absolues et relatives des modèles de décomposition du rayonnement global en direct**

RMSE [W.m <sup>2</sup> ]/ rRMSE [%]				
Auteurs	Batlles	López	Bertrand	Ineichen
Pas de temps	1 h	1 h	10 min	5 min
Modèles				
Maxwel	-/20 %	95,7/17,9 %	55,5/33,9 %	-/-
Skartveit	-/21 %	-/-	41,6/25,4 %	85/30,5 %
Louche	-/21 %	99,2/18,6 %	62,8/38,3 %	-/-
DirInt	-/-	-/-	44,7/27,9 %	92/32,9 %

**Tableau 9 : Erreurs quadratiques moyennes absolues et relatives des modèles de décomposition du rayonnement global en direct**

Au vu des résultats de ces deux tableaux, les résultats présentés en [Tableau 7](#) sont satisfaisants. La surestimation du modèle présenté en section [6.3.2](#) n'a pas été corrigée de façon purement statistique (en retranchant systématiquement l'erreur moyenne présentée en [Tableau 7](#)), car cela n'a pas de signification physique. Par rapport au nombre total de mesures attendues en 2011 et 2012, 62,2 % de données sont manquantes. Ce modèle a été utilisé pour remplacer ces mesures manquantes. Ces deux années de mesures complétées ont été utilisées pour caractériser le rayonnement direct normal reçu à Saint-Pierre.



#### 6.4.2 Caractéristique du rayonnement direct mesuré à Saint-Pierre

À partir de ces deux années de mesures complétées, l'ensoleillement annuel direct normal reçu sur le site de la station du laboratoire a été calculé. Cet ensoleillement vaut  $2012 \text{ kWh.m}^{-2}$  en 2011 et  $2033 \text{ kWh.m}^{-2}$  en 2012.

Cette estimation de l'ensoleillement reçu sur le site de laboratoire à Saint-Pierre en 2011 a été comparée aux résultats des estimations satellites présenté en section 5.5. Après interpolation spatiale et prise en compte des effets de masques lointains, l'estimation satellite aboutit à un ensoleillement de  $1904 \text{ kWh.m}^{-2}.an^{-2}$ , soit un écart relatif de 5,4 % par rapport à la mesure au sol. Ce résultat est à première vue satisfaisant, mais il est très difficile à interpréter, car les sources d'erreur sont multiples pour ces deux estimations (au sol et satellite). Les erreurs sur l'estimation satellite peuvent provenir : de l'indice de ciel clair, du modèle de ciel clair ou des effets de masques lointains. Les erreurs sur la mesure au sol peuvent provenir : de la surestimation de rayonnement direct mesuré par le pyréliomètre (mesure indésirable du rayonnement *circumsolaire*), de la correction du rayonnement diffus ou du modèle de décomposition. Ces erreurs peuvent s'ajouter ou se compenser. Pour conclure, il faudrait quantifier chaque erreur ; et faire ce calcul sur plusieurs localisations et sur plusieurs années.

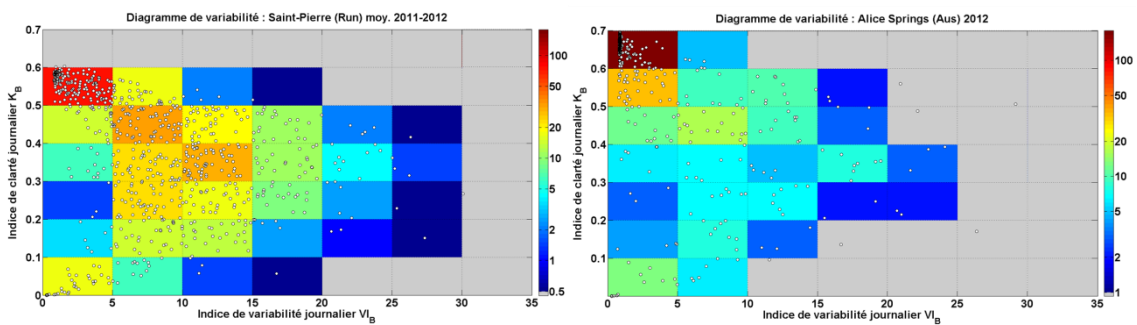
Sous réserve d'une incertitude acceptable (qui devra être évalué dans de futurs travaux), les ensoleillements annuels estimés sur le site du laboratoire sont supérieurs au seuil de rentabilité économique des centrales à concentration recommandée par l'Agence Internationale de l'Énergie (Philibert 2010) et (Breyer 2009). Ce seuil est estimé entre  $1800$  et  $2000 \text{ kWh.m}^{-2}.an^{-2}$ . Les niveaux d'ensoleillement annuel calculés sont comparables aux ensoleillements mesurés à l'Almeria (Sud de l'Espagne), où il existe des centrales solaires thermodynamiques en fonctionnement. À Almeria l'ensoleillement direct normal annuel moyen, mesuré entre 1997 et 2008, est de  $2028 \text{ kWh.m}^{-2}$  (max :  $2300 \text{ kWh.m}^{-2}$ , min :  $1771 \text{ kWh.m}^{-2}$ ) (Vogel and Kalb 2010). Toutefois, l'information seule de l'ensoleillement annuel n'est pas suffisante, car le productible électrique de ces centrales dépend également de la variabilité du rayonnement direct comme expliqué en section 6.1.

La variabilité temporelle du rayonnement direct reçu à Saint-Pierre a été caractérisée à l'aide d'un diagramme inspiré par le diagramme « Arrow Head » proposé par (Stein, Hansen, and Reno 2012). Ce diagramme consiste à présenter la répartition du nombre de jours moyens par an, en fonction de l'indice de clarté journalier (cf. équation (6.7) **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) et de l'indice de variabilité journalier (cf. équation (6.8) **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), tous deux relatif au rayonnement direct horizontal.

$$\langle k_B \rangle_d = \frac{\langle B_H \rangle_d}{S_0 \cdot \langle \cos(\theta_S) \rangle_d} \quad (6.7)$$

$$VI = \frac{\sum_{k=2}^n \sqrt{(B_H(k) - B_H(k-1))^2 + \Delta t^2}}{\sum_{k=2}^n \sqrt{(S_0(k) \cdot \cos(\theta_S(k)) - S_0(k-1) \cdot \cos(\theta_S(k-1)))^2 + \Delta t^2}} \quad (6.8)$$

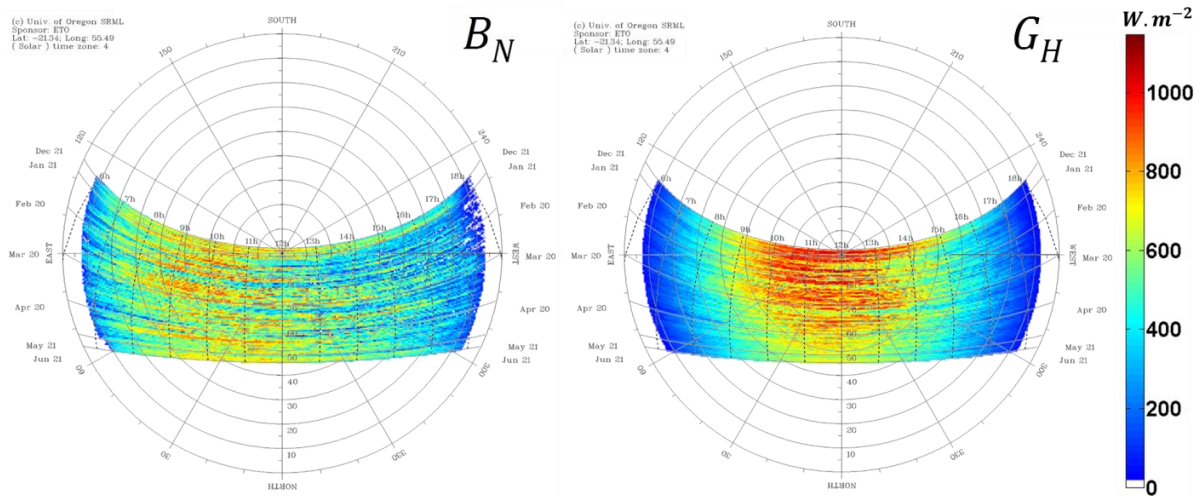
La [Figure 32](#) présente ce diagramme pour les mesures du laboratoire (à gauche) une résolution est de 0,2 pour l'indice de clarté et de 5 pour l'indice de variabilité. Le nombre de jours est présenté au moyen d'une échelle logarithmique en couleur. Les journées bien ensoleillées et peu variables correspondent à des indices de clarté environ supérieure à 0,5 et à des indices de variabilité environ inférieure à 5. Il aurait fallu comparer ce diagramme à celui d'Almeria, car les ensoleillements annuels sont proches, mais ces données ne sont pas disponibles pour le moment. À défaut, ce diagramme a été comparé à celui correspondant au rayonnement direct horizontal mesuré à Alice Springs en 2012 ([Figure 32](#) à droite). Les répartitions des nombres de jours sont bien différentes entre ces deux sites. A Saint-Pierre, il y a en moyenne 46 jours par an où l'indice de clarté est supérieur à 0,5 et l'indice de variabilité est inférieur à 5. Alors qu'à Alice Springs, il y en a 182. Bien que ce résultat ne soit pas moyenné sur plusieurs années (et ainsi éviter des valeurs extrêmes), cet écart est très important et interroge sur les caractéristiques nécessaires du rayonnement solaire direct pour qu'une centrale solaire thermodynamique soit exploitable avec un bon rendement énergétique et économique. Pour cela, la question qui se pose est de savoir si la répartition des données d'Almeria est plus proche de celle du site de Saint-Pierre ou de celle d'Alice Springs, car il est à craindre qu'un rayonnement trop intermittent limite fortement la production de chaleur.



**Figure 32 : Diagramme de variabilité temporelle, Saint-Pierre 2011-2012 et Alice Springs 2012**

Les miroirs des capteurs linaires de Fresnel s'orientent quasi continuellement pour suivre la position de solaire et réfléchir un maximum de rayonnement direct vers le récepteur. En début et en fin de journée le rendement optique du capteur est faible à cause des ombres portées des miroirs les uns sur les autres (cf. [Chapitre 8](#)), le rayonnement direct est faible. À ces moments, la

question est de savoir à quel instant il est rentable de mettre en route la centrale (pour le matin) ou de l'arrêter (pour le soir). Il y a des seuils en dessous desquels la centrale ne peut pas fonctionner. Ces seuils dépendent de l'état thermique de la centrale et du niveau de rayonnement concentré à venir. La Figure 33 présente la répartition du rayonnement solaire moyen provenant du ciel au cours de l'année. Le diagramme de gauche présente la répartition du rayonnement direct et il est comparé au diagramme de droite qui présente la répartition du rayonnement global. Il y a, très clairement, une dissymétrie sur la provenance du rayonnement. Il est plus important le matin que l'après-midi. Cette caractéristique est typique de l'île. Le matin, le ciel est dégagé et l'après-midi des nuages orographiques se développent, puis ils sont emportés par les vents d'alizé. La Figure 34 illustre cette tendance sur une journée d'été austral et sur une journée d'hiver austral. Le diagramme à droite présente l'évolution sur une journée du rayonnement direct normal en moyenne sur 2011 et 2012. Ce rayonnement moyen a été utilisé pour dimensionner le capteur d'un point vu optique (cf. section 8.4). La Figure 33 permet de visualiser les périodes où il est le plus rentable de produire de la chaleur, car cette production a un coût (mécanisme de suivi des miroirs, pompes, personnels nécessaires au fonctionnement de la centrale).



**Figure 33 : Rayonnement solaire moyen ( 2011-2012) en fonction de la position Soleil, les repères polaires ont été générés par l'Université d'Oregon (US).**

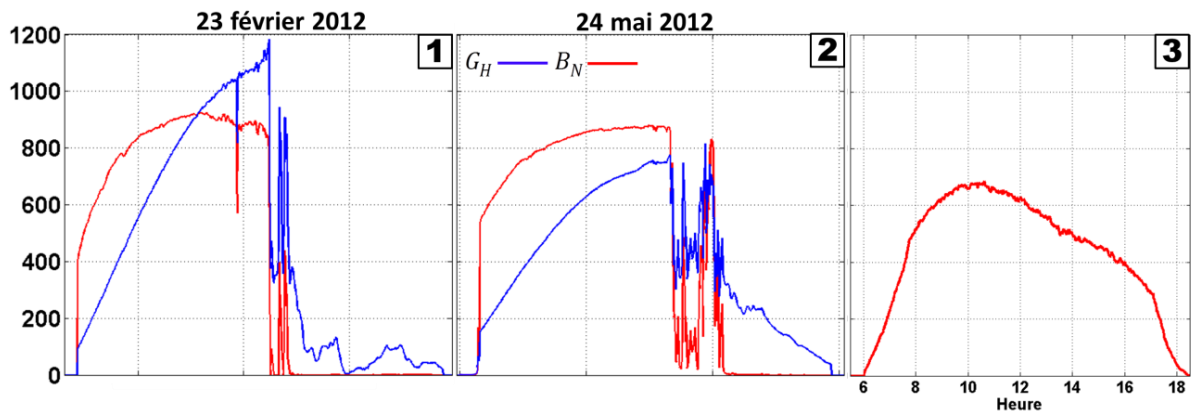


Figure 34 : Évolution sur la journée du rayonnement global (trait bleu) et direct normal (trait rouge) pour une journée d'été australe (1) et une journée d'hiver austral (2). Évolution sur la journée du rayonnement direct normal moyenné sur 2011 et 2012 (3)

## 6.5 Conclusions

Cette première évaluation de l'ensoleillement direct normal annuel reçu sur le site du laboratoire sur 2011 et 2012 laisse à penser que ces niveaux sont supérieurs au seuil de rentabilité économique préconisée par l'Agence Internationale de l'Énergie ; et qu'il est comparable aux ensoleillements mesurés dans le Sud l'Espagne. Cette région étant une référence en matière de centrales solaires thermodynamiques. Cependant, cette première analyse doit impérativement être complétée par d'autres campagnes de mesures plus fiables (éviter au maximum le nombre de données manquantes et les mesures parasites) et sur plusieurs années afin de pouvoir caractériser ce rayonnement et quantifier ces incertitudes. De plus, pour une meilleure évaluation de la ressource exploitable par un capteur à concentration il faudrait évaluer la répartition de rayonnement circumsolaire et déduire une partie de ce rayonnement de celui mesuré par le pyréliomètre du laboratoire.

Au même titre que la disponibilité (ensoleillement annuel), il est important de caractériser la variabilité temporelle du rayonnement direct, car le productible d'une centrale solaire thermodynamique dépend de cette variabilité. D'autres travaux doivent être menés pour comparer la variabilité du rayonnement direct mesuré à Saint-Pierre à d'autres sites exploitant des centrales à travers le monde. Il faut caractériser le productible des centrales en fonction de cette variabilité. Cela a été réalisé à l'aide du modèle de centrale présenté dans ce document (cf. section 10.3.2).

Concernant le modèle de décomposition, la modélisation des plus fortes probabilités d'occurrence marque une différence avec les autres modèles présentés dans l'état de l'art (ces modèles tendent à estimer la moyenne des fractions de diffus). Cela permet de limiter la

saturation lors de la modélisation du rayonnement direct, mais cela semble conduire à une surestimation du rayonnement réel mesuré. Ce modèle doit être comparé aux modèles présentés dans l'état de l'art à partir des données de plusieurs sites de mesures fiables et en fonction de plusieurs périodes d'intégration de ces mesures. Il est prévu d'appliquer cette méthode à des mesures du réseau BSRN. L'autre point important à étudier est la sensibilité des résultats du modèle par rapport à la taille des intervalles définissant les classes : d'angles d'élévation solaire, d'indice de clarté et de fraction de diffus. Cette étude est également prévue. De plus, au vu de la surestimation du modèle, il faudrait l'améliorer en introduisant l'indice de variabilité, tel qu'il peut être défini dans les modèles de DirInt, Skartveit et BRL. Les études comparatives de (Ineichen 2008) et de (Lanini 2010) montrent que cela améliore les performances du modèle.



# **Partie III**

## **MODELISATION DE LA CHAINE DE CONVERSION ENERGETIQUE DE LA CENTRALE**

# Chapitre 7

## Pré-dimensionnement

### 7.1 Introduction

Le champ de capteurs, les deux stocks de chaleur sensible et la machine thermodynamique sont les trois systèmes principaux qui constituent la centrale modélisée dans cette étude. L'objectif est de simuler le productible électrique annuel de cette centrale en suivant la stratégie de production retenue en section 2.4. À la suite d'une journée suffisamment ensoleillée, la centrale doit être capable de fournir une puissance continue (donc stable) sur le réseau aux heures de pointe (environ entre 18 h et 21 h) pendant une durée déterminée quelques heures à l'avance par l'opérateur.

Pour cette première étude, la centrale modélisée se base sur la centrale cylindro-parabolique de Saguro (section 3.1). La machine thermodynamique de la centrale Saguro (cycle organique de Rankine : *ORC*) fournit une puissance nominale nette d'environ 1-MWe. Cette machine utilise du n-pentane comme fluide de travail. (McMahan 2006) a établi un métamodèle statique de type polynomial de cette machine à partir de mesures expérimentales. Ce métamodèle modélise à la fois la machine *ORC* et les fluides constituant la source chaude et froide de cette machine, tel qu'elle est utilisée dans la centrale de Saguro. La centrale modélisée dans cette étude utilise ce métamodèle.

L'objectif est de solliciter la machine *ORC* en régime nominal. Pour cela, il faut remplir le stock « chaud » avec du fluide caloporteur à une température égale à la température nominal d'entrée du générateur de vapeur de la machine *ORC*. Le champ de capteur et les stocks de chaleur doivent être dimensionnés afin d'exploiter au mieux la ressource solaire directe locale (cf. section 6.4.2) et satisfaire aux conditions nominales de fonctionnement de la machine *ORC*. Il faut donc déterminer la surface totale de miroirs et les volumes de stockage nécessaire.

Pour cela, un modèle quasi statique simple a été codé à partir de modèles existants dans la littérature. Ce modèle, rapide d'exécution, a été utilisé pour estimer grossièrement le productible de la centrale et arrêter certaines dimensions.



## 7.2 Modélisation quasi statique

Le métamodèle de la machine ORC de la centrale de Sagüero, développé par (McMahan 2006), impose d'utiliser les mêmes fluides constituant les sources chaude et froide. De l'eau est utilisée pour la source froide et l'huile de la synthèse XCEL THERM@600, fabriquée par la société *RADCO Industries*, est utilisée pour la source chaude. Cette huile est également utilisée comme fluide caloporteur dans le champ de capteurs. Les stocks de chaleurs sont modélisés par de simples compteurs d'énergie. Les dissipations thermiques des stocks ne sont pas prises en compte. Le capteur est modélisé par un modèle de rendement basé sur le capteur *NOVA-1* développé par la société *Novatec Solar*. Ce modèle de rendement est implémenté par défaut dans le logiciel *System Advisor Model (SAM)* (Dobos, Neises, and Wagner 2013).

### 7.2.1 Modélisation du capteur

Le capteur *NOVA-1* est modélisé par son rendement, rapport entre la puissance thermique transportée par le fluide caloporteur et le rayonnement direct normal multiplié par la surface totale des miroirs. Ce modèle est décrit dans un document technique publié par *Novatec Solar*, disponible sur leur site web. Le rendement global du capteur est le produit du rendement optique de concentrateur par le rendement thermique du récepteur linéaire.

$$\eta_{cap} = \eta_{opt} \cdot \eta_{th} \quad (7.1)$$

#### 7.2.1.1 Modèle optique

Le concentrateur d'optique du capteur *NOVA-1* de *Novatec Solar* est constitué de 16 rangées de miroirs, chacun étant large d'environ 72 cm. Le rendement optique du concentrateur est défini comme suit :

$$\eta_{opt} = \eta_0 \cdot K_{\perp}(\Theta_{\perp}) \cdot K_{//}(\Theta_{//}) \quad (7.2)$$

$\eta_0$  est le rendement optique maximal du concentrateur. Il correspond à une position zénithale de Soleil. Pour ce concentrateur, ce rendement vaut 0,67. En dehors de la position zénithale du Soleil, ce rendement maximal est multiplié par deux facteurs de corrections, l'un dit transversal ( $K_{\perp}$ ) et l'autre dit longitudinal ( $K_{//}$ ). Ces facteurs sont respectivement fonction d'un angle transversal ( $\Theta_{\perp}$ ) et d'un angle longitudinal ( $\Theta_{//}$ ) (cf. équations (7.3)).

$$\tan(\Theta_{\perp}) = \tan(\theta_z) \cdot \sin(\gamma_s) \quad \text{et} \quad \tan(\Theta_{//}) = \tan(\theta_z) \cdot \cos(\gamma_s) \quad (7.3)$$

Les facteurs de correction transversal et longitudinal sont définis de façon discrète en fonction de l'angle qui leur est associé (cf. [Tableau 10](#)).

$\Theta_{\perp ou \parallel}$	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
<b>Transversal <math>K_{\perp}</math></b>	1.00	0.98	0.95	0.95	0.91	0.86	0.70	0.48	0.24	0.00
<b>Longitudinal <math>K_{\parallel}</math></b>	1.00	0.98	0.92	0.83	0.70	0.53	0.33	0.12	0.01	0.00

Tableau 10 : Facteur de correction du rendement optique du capteur NOVA-1 (source : Solar Novatec)

### 7.2.1.2 Modèle thermique

Le récepteur linéaire du capteur *NOVA-1* à la même constitution que le récepteur étudié dans ce document. Le fluide caloporteur circule dans un seul tube. Ce tube est surmonté d'un concentrateur parabolique composé (*CPC*). Il est fermé en face avant par un vitrage plat et il est isolé thermiquement en face arrière (cf. [Figure 6](#)).

Le rendement thermique se calcule en fonction du rendement optique, de la puissance thermique dissipée par le récepteur et du rayonnement direct normal :

$$\eta_{th} = 1 - \frac{P_{loss}}{B_n \cdot \eta_{opt}} \quad (7.4)$$

La puissance thermique dissipée est fonction de l'écart de température entre la température locale du fluide et la température d'air extérieur. Elle est exprimée en Watt par mètre carré de miroirs.

$$P_{loss} = u_0 \cdot \Delta T + u_1 \cdot \Delta T^2 \quad (7.5)$$

Les coefficients  $u_0$  et  $u_1$  valent respectivement  $5,6 \cdot 10^{-2} W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$  et  $2,13 \cdot 10^{-4} W \cdot m^{-2} \cdot K^{-2}$  dans les conditions standards définies par le constructeur. Pour les simulations présentées par la suite, ces valeurs sont utilisées indépendamment des conditions de fonctionnement du capteur.

### 7.2.2 Modélisation du fluide caloporteur

Le fluide caloporteur utilisé dans cette étude est l'huile de synthèse XCELTERM®600 fabriquée *RADCO Industries*. Selon *RADCO Industries*, cette huile est non-inflammable, non-toxique et non nuisible pour l'environnement. Deux températures fixent les limites d'utilisation de ce fluide, la température limite « bulk » et la température limite de « film ». Selon ([Incropera et al. 2006](#)), la température « bulk » est la température entrant en jeu dans le transfert de chaleur entre le fluide et la paroi intérieure du tube. C'est la température moyenne du fluide dans une section droite à l'écoulement. La température de « film » est la température moyenne entre la température « bulk » et la température de paroi intérieure du tube évaluée dans la même section. Ces températures valent respectivement 589 K et 616 K.

Les propriétés thermophysiques du fluide sont dépendantes de la température. Elles sont présentées sous forme de tables par le fabricant. Les valeurs contenues dans ces tables ont été utilisées pour obtenir les équations polynomiales suivantes :

$$\rho(T) = 1,0299 \cdot 10^3 - 6,0738 \cdot 10^{-1} \cdot T \quad (7.6)$$

$$k(T) = 1,5980 \cdot 10^{-1} - 8,0872 \cdot 10^{-5} \cdot T \quad (7.7)$$

$$c_p(T) = 9,9674 \cdot 10^2 + 3,4068 \cdot T \quad (7.8)$$

$$\mu(T) = e^{-11,812 + 3,8969 \cdot 10^{-3} \cdot T - 3,1849 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 + 1,0038 \cdot 10^{-9} \cdot T^3} \quad (7.9)$$

Ces grandeurs sont exprimées dans les unités du système de mesures internationales.

### 7.2.3 Modélisation du cycle organique de Rankine (ORC)

L'unité de puissance de Saguero (utilisant un cycle organique de Rankine) a été modélisée par (McMahan 2006). Premièrement, il a modélisé chaque composant du cycle ORC (générateur de vapeur, turbine, récupérateur, condenseur et pompe) à l'aide de bilans d'énergie. Ensuite, il a calibré son modèle à l'aide de mesures expérimentales et il a validé ce modèle sur d'autres séries de mesures. Deuxièmement, afin de réaliser des simulations sur l'année, il a créé un métamodèle à partir de ce premier modèle et de mesures expérimentales. Ce métamodèle est constitué de deux polynômes. Le premier polynôme permet de calculer la puissance électrique nette fournie par la machine ORC en fonction de trois grandeurs d'entrées : 1/ débit massique du fluide caloporteur circulant dans le générateur de vapeur de l'ORC ( $kg \cdot s^{-1}$ ), 2/ de la température à l'entrée de ce générateur ( $C^\circ$ ) et 3/ de la température de l'eau à l'entrée du condenseur de l'ORC ( $C^\circ$ ) :

$$P_{elec,net} = a_0 + a_1 \cdot T_{f_{in,evap}} + a_2 \cdot T_{f_{in,evap}}^2 + a_3 \cdot \dot{m}_{f_{evap}} + a_4 \cdot \dot{m}_{f_{evap}}^2 + a_5 \cdot T_{f_{in,cond}} + a_6 \cdot T_{f_{in,cond}}^2 + a_7 \cdot T_{f_{in,evap}} \cdot \dot{m}_{f_{evap}} + a_8 \cdot T_{f_{in,evap}} \cdot T_{f_{in,cond}} + a_9 \cdot T_{f_{in,cond}} \cdot \dot{m}_{f_{evap}} \quad (7.10)$$

Le deuxième polynôme permet de calculer la température du fluide caloporteur en sortie de l'évaporateur de l'ORC en fonction des mêmes grandeurs d'entrées que le premier polynôme :

$$T_{f_{out,cond}} = b_0 + b_1 \cdot T_{f_{in,evap}} + b_2 \cdot T_{f_{in,evap}}^2 + b_3 \cdot \dot{m}_{f_{evap}} + b_4 \cdot \dot{m}_{f_{evap}}^2 + b_5 \cdot T_{f_{in,cond}} + b_6 \cdot T_{f_{in,cond}}^2 + b_7 \cdot T_{f_{in,evap}} \cdot \dot{m}_{f_{evap}} + b_8 \cdot T_{f_{in,evap}} \cdot T_{f_{in,cond}} + b_9 \cdot T_{f_{in,cond}} \cdot \dot{m}_{f_{evap}} \quad (7.11)$$

avec

$a_0$	$4,7924 \cdot 10^2$	$a_5$	6,4857	$b_0$	$-1,3468 \cdot 10^1$	$b_5$	$-1,7283 \cdot 10^{-2}$
$a_1$	-4,8923	$a_6$	$3,7764 \cdot 10^{-3}$	$b_1$	$5,8294 \cdot 10^{-1}$	$b_6$	$7,9494 \cdot 10^{-5}$
$a_2$	$1,1498 \cdot 10^{-2}$	$a_7$	$6,0564 \cdot 10^{-1}$	$b_2$	$-1,0859 \cdot 10^{-3}$	$b_7$	$-5,8094 \cdot 10^{-3}$
$a_3$	$-6,3541 \cdot 10^1$	$a_8$	$-3,5487 \cdot 10^{-2}$	$b_3$	6.6163	$b_8$	$1,9491 \cdot 10^{-3}$
$a_4$	-1,0578	$a_9$	$-3,5709 \cdot 10^{-1}$	$b_4$	$-8,4561 \cdot 10^{-2}$	$b_9$	$-1,2579 \cdot 10^{-2}$

Tableau 11 : Coefficients du métamodèle

Les conditions nominales de fonctionnement de cette unité de puissance sont :

- une température à l'entrée du générateur de vapeur de 573 K (source chaude),
- une température à l'entrée du condenseur de 298 K (source froide),
- un débit massique de XCELTERM®600 dans le générateur de vapeur de  $11,75 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$ ,
- une puissance thermique prélevée par la source froide, au niveau du condenseur, de 176 kW.

Ces conditions d'entrée conduisent en sortie à :

- une puissance électrique nette fournie de 1 MW,
- une température du fluide en sortie de l'évaporateur de 393 K,
- un rendement nominal  $\eta_{orc}$  de 19.3 %.

#### 7.2.4 Modèle global

Le rendement du capteur (cf. équation (7.1)) permet de calculer la puissance thermique transportée par le fluide caloporteur à travers le champ de capteurs en fonction de rayonnement direct normal multiplié par la surface totale de miroir. Cette surface est le produit de la largeur cumulé des miroirs (11,52 m) par une longueur ( $X_m$ ). Cette grandeur correspond environ à la longueur cumulée des capteurs, s'il y en a plusieurs en série.

$$\dot{Q}_{th} = B_N \cdot 11,52 \cdot X_m \cdot \eta_{cap} \quad (7.12)$$

Les calculs ont été effectués pour satisfaire aux conditions de fonctionnement nominales de la machine ORC. Par conséquent, en première approximation la température souhaitée en sortie de récepteur ( $T_{f_{out}}$ ) a été fixé à la température nominale d'entrée du générateur de vapeur, c'est-à-dire 573 K. De même, la température à l'entrée du récepteur ( $T_{f_{in}}$ ) a été fixée à la température nominale de sortie du générateur de vapeur, c'est-à-dire 393 K. Autrement dit, le circuit composé du champ de capteurs, des deux stocks de chaleur et de l'évaporateur de la machine ORC est bouclé en négligeant les dissipations d'énergie. Avec ces hypothèses, le débit volumique du fluide a été calculé comme suit :

$$\dot{V}_f = \frac{\dot{Q}_{th}}{\bar{\rho} \cdot \bar{c}_p \cdot (T_{f_{out}} - T_{f_{in}})} \quad (7.13)$$

Où  $\bar{\rho}$  et  $\bar{c}_p$  sont respectivement la masse volumique et la capacité calorifique évaluées pour une température moyenne du fluide  $\bar{T}_f = 0,5 \cdot (T_{f_{out}} - T_{f_{in}})$ . Les dissipations thermiques (cf. équation (7.5)) sont également évaluées par rapport à cette température moyenne.

Le volume de fluide contenu dans le stock « chaude » en fin de journée ( $V_{f_{out}}$ ) a été calculé en intégrant ce débit volumique sur la journée (ce stock est vide chaque matin).

Ensuite, en début de soirée ce volume de fluide stocké à une température de 573 K (source chaude) et la source froide sont exploités par la machine ORC pour produire une puissance électrique. Lors de cette phase, le fluide est pompé dans le stock « chaud » et circule dans l'évaporateur de l'ORC à débit nominal. Ainsi, le temps production d'électricité (temps de turbinage) (cf. équation (7.14)) et l'énergie électrique délivrée sur le réseau (cf. équation (7.15)) ont été calculés pour chaque jour avec les formules suivantes :

$$\Delta t_{tur} = \frac{V_{stock} \cdot \rho(T_{f_{out}})}{\dot{m}_{f, evap}} \quad (7.14)$$

Où  $\dot{m}_{f, evap}$  est le débit nominal.

$$E_{elec} = \Delta t_{tur} \cdot P_{elec, orc} = \eta_{orc} \cdot Q_{th} \quad (7.15)$$

Où  $P_{elec, orc}$  est la puissance nominale.

### 7.3 Résultats

Ce modèle statique a été utilisé pour évaluer grossièrement les performances de la centrale (quantité d'énergie stockée, temps de turbinage et énergie délivrée sur le réseau électrique) à partir des données de rayonnement direct reçu sur le site du laboratoire à Saint-Pierre en 2011 et 2012 (cf. section 6.4.2). Ce modèle est rapide d'exécution, moins de 2 min pour simuler ces deux années avec un pas de temps d'une minute. Plusieurs longueurs de capteur et donc plusieurs surface de miroirs ont été évaluées afin d'obtenir une période de production moyenne d'environ 2 h. Ainsi, pour cette première étude, une longueur de capteur de 500 m a été retenue. Pour ces deux années l'ensoleillement direct normal annuel multiplié par la surface totale des miroirs (16 x 0,72 x 500) vaut respectivement 11,6 et 11,7 GWh.

La Figure 35 présente la fonction de distribution cumulative du volume de fluide stocké quotidiennement dans le stock « chaud » et celle de l'ensoleillement direct normal journalier pour les deux années simulées. Pour pouvoir stocker la totalité de l'énergie pouvant être captée

sur ces deux années, il faudrait avoir une capacité stockage de fluide d'environ  $300 \text{ m}^3$  pour le stock « froid » et le stock « chaud ». Cela a un impact sur le coût de construction des stocks et sur le coût d'achat du volume de fluide caloporteur nécessaire. Cependant, une capacité de stockage à  $250 \text{ m}^3$  (réduction de 16 %) suffirait à stocker 95 % de l'énergie pouvant être captée pendant les jours d'ensoleillement maximal. Cette réduction de capacité de stockage réduirait les coûts de construction et maintenance de la centrale tout en limitant la quantité d'énergie non exploitée. L'évaluation de cette réduction de capacité de stockage nécessite de prendre en compte des critères économiques chiffrés. Cela n'étant pas fait dans cette étude, pour le modèle détaillé de la centrale (cf. [Chapitre 10](#)) j'ai décidé de surdimensionner les capacités de stockage de chaleur afin de pouvoir exploiter la totalité de l'énergie solaire disponible.

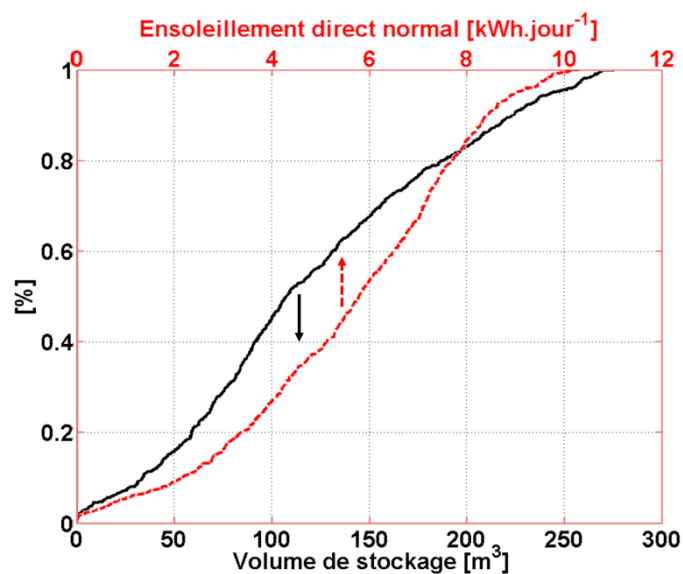


Figure 35 : Distribution cumulative du volume de fluide stocké quotidiennement dans le stock « chaud » (trait continu noir) et de l'ensoleillement direct normal journalier (trait discontinu en rouge)

La [Figure 36](#) présente les performances mensuelles de la centrale en moyenne sur les deux années simulées. Et ce, en terme : 1/d'énergie thermique journalière produite par le champ de capteur, 2/d'énergie électrique journalière produite par la machine ORC et 3/de temps de production électrique. Ces résultats sont présentés à l'aide d'un diagramme en boîte. Ce diagramme représente de la distribution des grandeurs journalières échantillonnées mois par mois. Pour chaque échantillon de données, la hauteur du rectangle bleu est délimitée par le premier quartile et le troisième quartile. Le trait horizontal et le cercle en rouge représentent respectivement la médiane et la moyenne. Les extrémités des traits discontinus noirs représentent le maximum et le minimum. Ce diagramme illustre la variabilité annuelle de la production. Il y a un net écart de production entre l'été austral et l'hiver austral. En été austral, le temps de production journalière moyenne est d'environ  $2,8 \text{ h}$ , contre  $1,7 \text{ h}$  en hiver austral. La forte dispersion des moyennes mensuelles s'observe entre janvier et avril pendant la saison

cyclonique. Au final, avec ce modèle et une longueur totale de récepteurs linéaires de 500 m, la production d'électricité simulée en 2011 est de 818 MWh et de 823 MWh en 2012, soit un rendement annuel moyen de 7%.

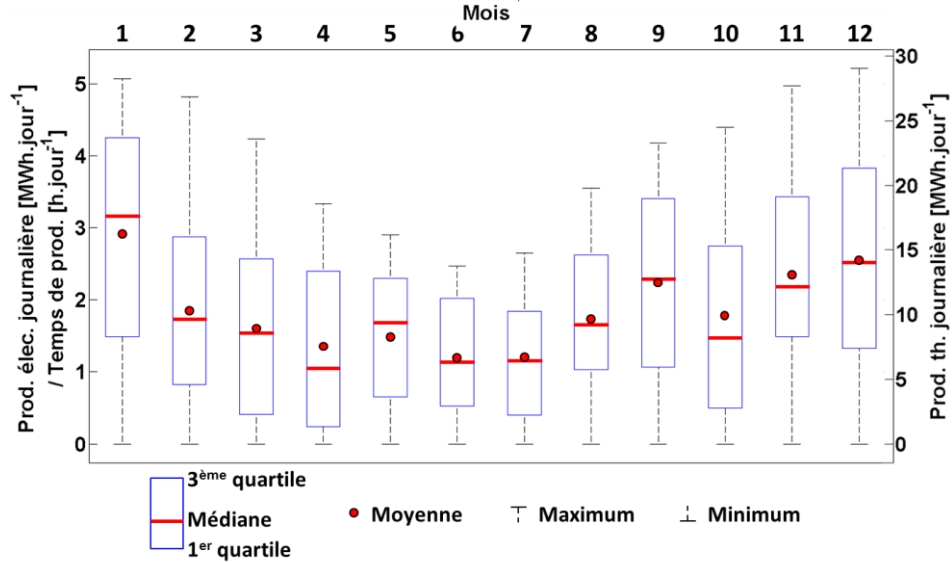


Figure 36 : Performances mensuelles moyennes de la centrale

Pour la modélisation détaillée du champ de capteurs, présenté par la suite, j'ai décidé de modéliser deux capteurs en séries de 250 m de long et disposés côte à côte. Cette configuration permet de réaliser un circuit en U afin de limiter la longueur des portions de canalisations calorifugées reliant les capteurs aux stocks de chaleur et les stocks de chaleurs à la machine ORC ; et donc de limiter les dissipations thermiques sur ces portions (cf. Figure 37)

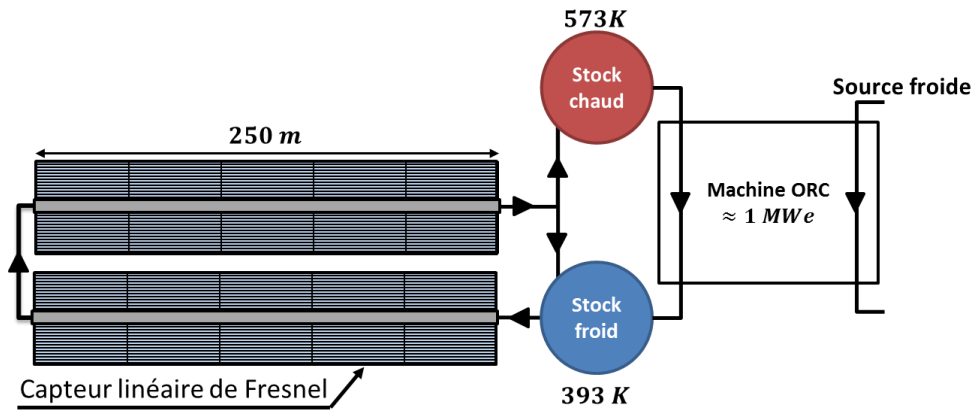


Figure 37 : Schéma de la configuration de la centrale

## 7.4 Conclusions

Le modèle de la centrale présenté dans ce chapitre est très similaire aux modèles implémentés dans le logiciel de référence *SAM* (System Advisor Model) qui est développé par le *NREL*.

D'abord, ce modèle a été utilisé comme aide au dimensionnement des volumes de stockage et de la surface totale des miroirs nécessaire pour exploiter au maximum l'énergie solaire disponible. Toutefois, pour ces dimensions les critères techniques seuls ne suffisent pas à déterminer un optimum pouvant permettre d'arrêter une dimension. Il faut inclure des critères économiques chiffrés pour faire apparaître des dimensions optimales, ce qui n'est pas fait dans cette étude. En effet, très simplement plus la surface totale des miroirs est grande, plus l'énergie stockée quotidiennement est grande. Ce qui augmente la production d'énergie et donc les recettes liées à sa vente ou à son économie. Cependant, cela implique également une augmentation du coût de construction et de maintenance de la centrale (au bout d'un certain temps, il faut renouveler l'huile de synthèse, car elle se dégrade cycle après cycle). Il y a donc un compromis entre les dépenses et les recettes, c'est là que les optimums permettant d'arrêter la taille du champ de capteurs et des stocks apparaissent. Malgré cela, j'ai décidé pour cette première étude de modéliser un capteur long de 500 m (la largeur du capteur étant fixée dans le modèle utilisé). Avec cette dimension et la solution de stockage retenue, qu'il faudrait utiliser au minimum 300 m<sup>3</sup> de fluide caloporteur pour exploiter la totalité de l'énergie solaire lors des journées les plus ensoleillées. Cet important volume d'huile de synthèse due à la solution de stockage retenu représente un coût important. Par conséquent, pour de futures études il est recommandé d'étudier d'autres solutions de stockage, les systèmes de stockages sensibles de type « lit de roche » (Kolb and Hassani 2006) en premier lieu et les systèmes de stockage thermochimique en second lieu (car ils sont plus complexes).

Le logiciel *SAM* permet d'inclure des critères économiques chiffrés dans l'étude des performances d'une telle centrale. Pour de futures études, je recommande donc d'utiliser ce logiciel pour pré dimensionner une centrale lorsque le choix des dimensions est fortement lié au critère économique.

Ce modèle quasi statique a également permis de simuler grossièrement le productible électrique annuel de la centrale. Il est fort probable que cette valeur de productible surestime la production réelle, car ce modèle est indépendant de la variabilité du rayonnement direct. Or, cette variabilité diminue la production d'énergie (cf. section 9.6.3). De plus, ce type de modèle ne permet pas d'étudier le contrôle-commande de la centrale. Pour cela, il est nécessaire d'utiliser un modèle qui prend en compte les effets des transitoires. Le modèle dynamique du capteur linéaire de Fresnel, présenté dans la suite de ce document permet cela. Dans le



Chapitre 10, les performances simulées par ce modèle quasi statique sont comparées à ceux simulés par le modèle dynamique présenté par la suite.

# Chapitre 8

## Optique du concentrateur

### 8.1 Introduction

La modélisation du concentrateur optique et des flux radiatifs qu'il concentre à plusieurs buts. Le premier est d'estimer les flux radiatifs absorbés par le récepteur linéaire afin de modéliser son comportement thermique. Le second est l'étude de ces flux concentrés afin de déterminer les éventuelles zones de fortes concentrations locales, pouvant entraîner des points chauds et dégrader le récepteur. Le troisième est l'étude des paramètres géométriques du capteur afin d'améliorer les performances de ce dernier.

Pour cette modélisation, deux approches sont possibles : une approche analytique et une approche stochastique. (Zhu 2013) a modélisé avec une approche analytique un capteur linéaire de Fresnel. Toutefois, la complexité optique des capteurs solaires à concentration, en particulier les centrales à tour et des capteurs linéaires de Fresnel, pousse les développeurs à utiliser des méthodes stochastiques basées sur des techniques de lancer de rayons. Ces méthodes sont privilégiées pour leur relative simplicité de mise en œuvre et d'adaptation aux géométries complexes.

La complexité optique des capteurs linéaires de Fresnel réside dans :

- 1) La modification des positions relatives des miroirs par rapport au récepteur en fonction de la position du Soleil,
- 2) La géométrie complexe du réflecteur secondaire du récepteur,
- 3) Les erreurs optiques (défaut de positions et d'état de surface des miroirs)

Il existe plusieurs outils utilisant ces méthodes stochastiques. Dans le cadre de ses travaux de thèse, François Veynandt du laboratoire RAPSODEE de l'école des Mines d'Albi a modélisé un capteur linéaire de Fresnel avec cette approche (Veynandt 2011). Le modèle présenté dans ce chapitre se base sur le code développé François Veynandt.

Ce chapitre présente dans l'ordre : 1/un bref état de l'art de la méthode stochastique utilisée, des outils existants et les travaux des François Veynandt ; 2/la nouvelle version du modèle optique du capteur linéaire de Fresnel ; 3/son dimensionnement à l'aide d'une méthode d'optimisation et 4/la mise en place d'une méthode pour la simulation des flux radiatifs sur une année.

## 8.2 État de l'art

Les outils présentés ci-après sont basés sur la méthode de Monte Carlo. Cette méthode a été développée par (Metropolis and Ulam 1949). De façon générale, cette méthode permet de calculer numériquement une quantité faisant intervenir une intégrale à l'aide d'un procédé basé sur des tirages aléatoires. Dans son support de cours, Werner Krauth propose une introduction à cette méthode (Krauth 1996). L'exemple le plus connu pour illustrer cette méthode est l'estimation de l'aire d'une surface  $A1$  connaissant l'aire de la surface  $A2$  dans lequel il est inscrit. L'idée est de tirer aléatoirement un grand nombre de points  $N2$  appartenant à la surface  $A2$  et de compter le nombre de points  $N1$  qui appartient également à la surface  $A1$ . Pour un grand nombre de points, le rapport  $N1 / N2$  tend vers le rapport  $A1/A2$ . On en déduit ainsi une estimation de l'aire de la surface  $A1$ . À partir de cet exemple et en pondérant les points tirés, il est également possible d'estimer des flux tels que le rayonnement solaire reçu par ces surfaces.

Beaucoup d'outils sont basés sur cette méthode pour la simulation du flux solaire réfléchi par les miroirs d'un capteur solaire à concentration et atteignant son récepteur. Il y a des logiciels commerciaux tels que SolFast (Roccia et al. 2012) ou SPRAY (Schwarzbözl, Schmitz, and Pitz-Paal 2009) ; des logiciels gratuits, mais dont le code est fermé tels que SolTrace (Wendelin 2003) ; et des environnements de développement avec un code libre d'accès tel que Tonathiu (Blanco 2006) et EDStaR (Delatorre et al. 2014). Ajouté à cela, il existe aussi des codes internes à des laboratoires et non accessibles. Le modèle présenté dans ce manuscrit utilise EDStaR.

EDStaR est un environnement de développement mis au point par le groupement d'équipes de recherche StarWest. Ce groupe rassemble des chercheurs des laboratoires LAPLACE, PROMES-ODEILLO et RAPSODEE. Cet outil permet la modélisation des phénomènes de transport corpusculaire soumis à des contraintes de parcours. Le développement d'EDStaR s'appuie sur la bibliothèque libre de synthèse d'images PBRT rédigée en langage C++, permettant de faire des rendus d'images (Pharr and Humphreys 2004). Cette bibliothèque et ses fonctions permettent de modéliser des formes géométriques, de leur attribuer des propriétés optiques et d'effectuer des lancers de rayons pour le rendu d'images. StarWest a utilisé les fonctionnalités de cet outil pour pouvoir y intégrer un algorithme de Monte Carlo pour, par

exemple, le calcul des flux radiatifs. Le générateur aléatoire nécessaire à l'exécution de l'algorithme provient de la bibliothèque GNU Scientific Library (Galassi et al. 2009). Pour finir, l'exécution de l'algorithme de Monte Carlo est parallélisée.

À l'aide de l'environnement EDStAR, François Veynandt a rédigé un programme permettant de définir, d'une part la géométrie d'un capteur de Fresnel et, d'autre part, la position des miroirs en fonction du lieu géographique et de la position apparente du Soleil. Il a également rédigé deux algorithmes de Monte Carlo. Le premier permet de calculer les facteurs de forme entre le tube absorbeur, le réflecteur secondaire et le vitrage du récepteur linéaire. Le second permet de calculer le flux radiatif reçu par les éléments du capteur linéaire de Fresnel en fonction du rayonnement direct. Après les avoir obtenus, ces codes ont été modifiés pour les besoins de l'étude. La section suivante présente une nouvelle version du modèle.

## 8.3 EDStAR : modélisation du concentrateur et des flux radiatifs

### 8.3.1 Description du capteur modélisé

#### 8.3.1.1 Son principe

Le capteur linéaire de Fresnel se compose d'un champ de miroirs qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur fixe placé au-dessus de ce champ. Le capteur modélisé est orienté dans la direction Nord-Sud. (D. R. Mills, Lievre, and Morrison 2000) montrent que cette orientation permet d'augmenter de 17 % la chaleur annuelle produite par le capteur qu'ils ont modélisé par rapport à une orientation dans la direction est-Ouest.

Le champ de miroir est un mécanisme formé par plusieurs axes de rotation, parallèles entre eux et régulièrement espacés le long de l'axe est-Ouest. Un alignement de miroirs, régulièrement espacés le long de l'axe Nord-Sud, est fixé sur chacun des axes de rotation afin de pivoter pour réfléchir le rayonnement solaire vers le récepteur. Tous les miroirs possèdent la même longueur et la même largeur. Les miroirs peuvent être plats, cylindriques ou cylindro-paraboliques afin d'augmenter le facteur de concentration optique du capteur. Les rayons des cylindres et la distance focale des cylindres paraboliques peuvent être définis en fonction de la distance qui les sépare du récepteur. Les miroirs peuvent viser des points distincts et régulièrement espacés. Ces points sont placés à la même altitude. Les miroirs extrêmes visent les points centraux et les miroirs centraux visent les points extrêmes. Cette configuration permet de limiter les fortes concentrations locales.

Le récepteur est composé d'un tube absorbeur dans lequel circule le fluide caloporteur. La surface extérieure du tube est recouverte d'une peinture sélective qui absorbe fortement le

rayonnement visible et qui émet peu de rayonnement infrarouge. Un réflecteur secondaire est placé au-dessus du tube pour réfléchir vers le tube le rayonnement concentré qui n'a pas directement atteint le tube. Il permet également d'homogénéiser la répartition angulaire du flux absorbé par le tube. Ce réflecteur est un concentrateur parabolique composé (CPC). Il est composé de deux portions de cylindres paraboliques accolés et distants l'un de l'autre le long de l'axe est-Ouest. La cavité formée par le CPC est fermée, en face avant, par un vitrage plat pour limiter les dissipations convectives entre le tube et le milieu ambiant. Cette cavité n'est pas hermétique. (A Rabl, Goodman, and Winston 1979) montrent que cette configuration présente de meilleures performances optiques que l'utilisation d'un vitrage cylindrique et coaxial au tube. L'arrière du récepteur est constitué d'une tôle formant un demi-cylindre. Un isolant thermique est placé entre le CPC et ce cylindre. De part et d'autre du vitrage, des réflecteurs latéraux limitent le flux absorbé par l'isolant pour ne pas le détériorer. Le récepteur est supporté par plusieurs poteaux régulièrement espacés, équipés de réflecteurs transversaux pour protéger les points d'appui du récepteur sur ces poteaux. Les poteaux extrêmes sont décalés par rapport aux extrémités du récepteur. Le récepteur peut être décalé selon l'axe Nord-Sud afin de minimiser la partie de récepteur qui peut être non éclairée à certains moments de l'année du fait de l'évolution de la déclinaison du Soleil.

### **8.3.1.2 Paramétrage du modèle**

Les éléments du capteur modélisé sont positionnés par rapport à une base orthogonale  $\mathcal{B} = (\vec{e}_x, \vec{e}_y, \vec{e}_z)$ .  $\vec{e}_x$  est dirigé selon l'axe Nord-Sud,  $\vec{e}_y$  est dirigé selon l'axe est-Ouest et  $\vec{e}_z$  est dirigé vers les altitudes positives (Figure 38).

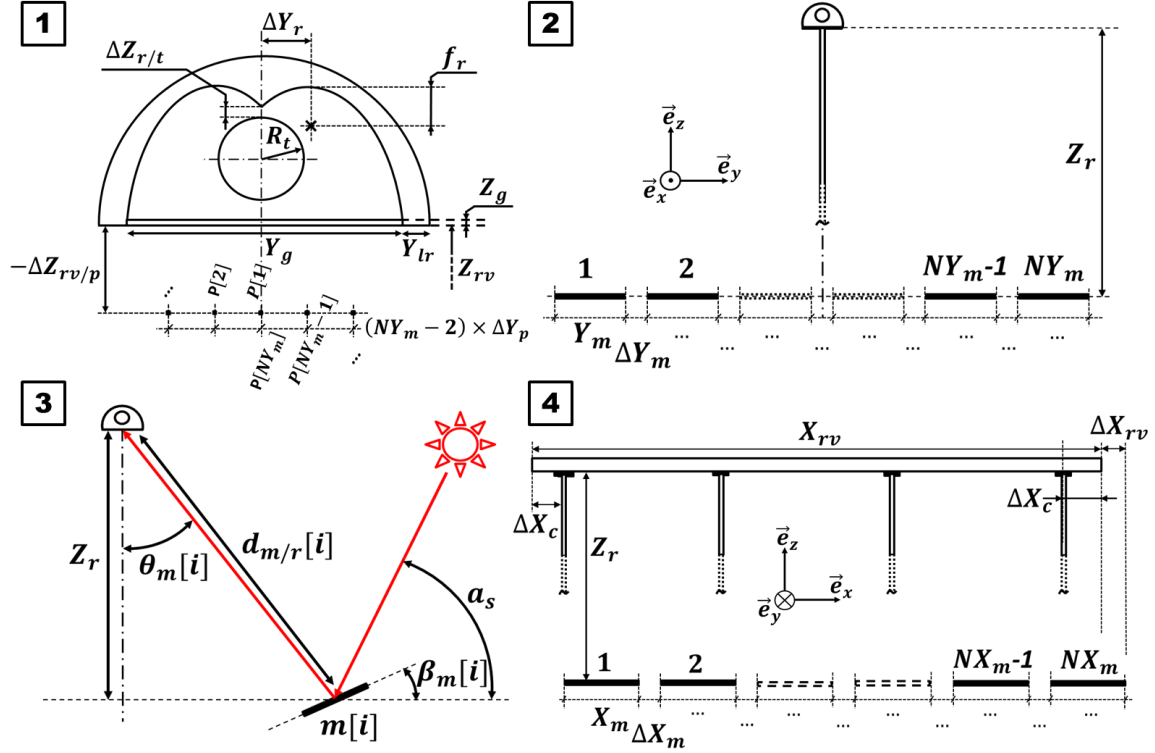


Figure 38 : Paramètres géométriques du capteur : 1/ coupe transversale du récepteur ; 2/ vu du capteur dans direction Nord-Sud ; 3/ position d'un miroir par rapport au récepteur ; 4/ vu du capteur dans la direction est-Ouest.

Dans la direction est-Ouest ( $\vec{e}_y$ ) le nombre de miroirs, leur dimension le long de cette direction et leur espacement sont respectivement notés  $NY_m$ ,  $Y_m$  et  $\Delta Y_m$ . Dans la direction Nord-Sud ( $\vec{e}_x$ ) ces grandeurs sont notées de façon analogue. La hauteur du récepteur et sa longueur sont notées respectivement  $Z_r$  et  $X_r$ . Cette hauteur est la distance entre la face extérieure du vitrage du récepteur et le plan contenant les axes de rotation des miroirs. L'espacement régulier entre les points visés par les miroirs est notée  $\Delta Y_p$ . L'altitude de ces points est notée  $\Delta Z_{r/p}$ . Elle est définie par rapport à la face extérieure du vitrage. Si des miroirs cylindro-paraboliques sont utilisés, alors la distance focale de chaque miroir correspond à la distance entre le centre du miroir et le point qui vise. Si des miroirs cylindriques sont utilisés, alors d'après (Facão and Oliveira 2011) le rayon du  $i$ -ème miroir vaut :

$$R_m(i) = \frac{2 \cdot \sqrt{2} \cdot d_{m/r}}{\sqrt{1 + Z_r / d_{m/r}(i)}} \quad (8.1)$$

L'angle de rotation des miroirs est noté  $\beta_m$ . Il est fonction de la position du centre du miroir par rapport au récepteur et de la position du Soleil. L'angle de rotation du  $i$ -ème miroir vaut :

$$\beta_m(i) = \frac{\alpha_s + \theta_m(i)}{2} - \frac{\pi}{4} \quad (8.2)$$

Où  $a_s$  est l'élévation apparente du Soleil dans la direction Nord-Sud, tel que  $\tan(a_s) - \pi/2 = \sin(\gamma_s)/\tan(\alpha_s)$ .

Le rayon du tube absorbeur est noté  $R_t$ . La distance qui le sépare du CPC est notée  $Z_{r/t}$ . La distance focale des paraboles du CPC et leur décalage par rapport au centre du tube sont respectivement notés  $f_r$  et  $\Delta Y_r$ . La largeur du vitrage est notée  $Y_g$ .

Une fois modélisé, EDStaR permet de générer des rendus d'image du capteur (cf. [Figure 39](#)).

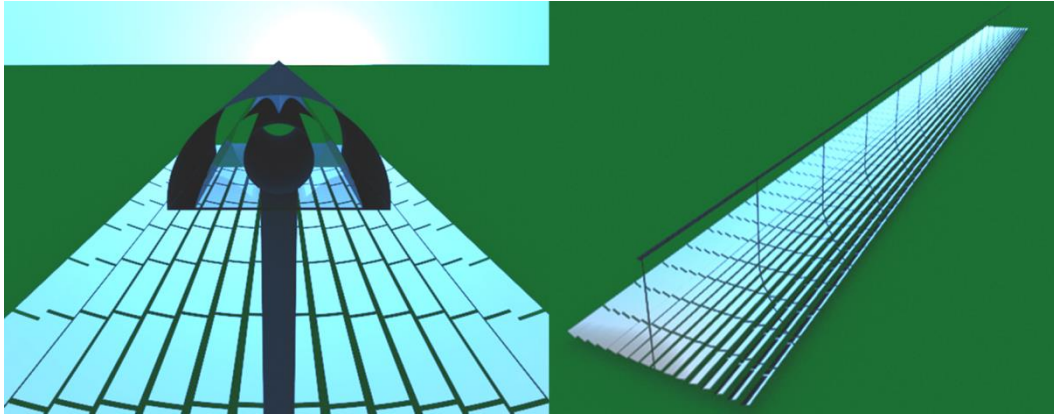


Figure 39 : rendus d'image du capteur linéaire de Fresnel sous EDStaR

### 8.3.1.3 Propriétés optiques

Des coefficients et des erreurs optiques sont attribués aux éléments du capteur. Ces coefficients optiques correspondent au domaine des longueurs d'onde inférieures à  $2.5 \mu\text{m}$ . Les coefficients de réflexion et d'absorption optique arbitrairement retenue pour la suite des calculs sont résumés dans le [Tableau 12](#) :

Éléments du capteur	Réfectivité $\rho$	Absorptivité $\alpha$
Miroirs	0.95	0.05
Réflecteurs secondaires	0.9	0.1
Réflecteurs transversaux	0.9	0.1
Réflecteurs latéraux	0.9	0.1
Vitrage	0.05	0.1
Tube absorbeur	0.08	0.92
Peinture des poteaux et de l'arrière de récepteur	0.7	0.3

Tableau 12 : Coefficients optiques

Pour le vitrage, les coefficients optiques indiqués sont des valeurs correspondant à une incidence normale. Pour des angles d'incidence différents, ces coefficients obéissent aux

formules de Snell-Descartes et de Fresnel correspondant à la traversée, par un rayon, d'une interface séparant deux milieux d'indice optique différent.

En pratique, les surfaces des éléments modélisés ne sont pas parfaitement lisses, ne sont pas parfaitement orientées, et ne reflètent pas le rayonnement de façon parfaitement spéculaire. Cela est dû à la déformation des surfaces (gravité, dilatation thermique), aux défauts de position des mécanismes d'orientation des miroirs et à la poussière sur ces surfaces. L'ensemble de ces phénomènes contribue aux erreurs optiques qui peuvent être globalisées sous la forme d'une erreur globale (Ari Rabl 1985). Cette erreur optique, exprimée en radians, représente la déviation entre la normale de la surface théorique sans défauts et la normale de la surface réelle. (Veynandt 2011) montre que les flux reçus par les éléments du capteur sont très sensibles aux valeurs de ces erreurs. Pour cette étude, j'ai repris les valeurs typiques présentées par (Veynandt 2011). Ces valeurs sont résumées dans le Tableau 13.

Éléments du capteur	Erreurs optiques
Réflecteurs primaires	5 <i>mrاد</i>
Autres réflecteurs	3 <i>mrاد</i>
Vitrage	2 <i>mrاد</i>
Tube absorbeur	10 <i>mrاد</i>
Éléments peints	10 <i>mrاد</i>

Tableau 13 : Erreurs optiques

#### 8.3.1.4 Paramètres de discrétisation

Le code permet, entre autres, de calculer les cartes de flux absorbées par le tube absorbeur, le réflecteur secondaire, le vitrage et l'arrière du récepteur. Ces cartes de flux sont en deux dimensions, il y a une dimension longitudinale le long du récepteur et une dimension transversale à la première. La dimension transversale de chaque élément suit l'abscisse curviligne de sa section droite. Les éléments du récepteur sont subdivisés régulièrement le long de ces dimensions. Le nombre de pixels des cartes de flux le long de la dimension longitudinale est défini par le paramètre  $N_s$ . Le nombre de pixels, le long de la dimension transversale du tube, du réflecteur secondaire et vitrage est respectivement défini par les paramètres  $N_t$ ,  $N_r$  et  $N_g$ . Le nombre de pixels le long de la dimension transversale de l'arrière du récepteur linéaire est le même que celui de réflecteur secondaire (Figure 40). Chaque pixel d'une même carte de flux possède la même aire. Cette discrétisation spatiale correspond à celle utilisée dans le code thermique (cf. Chapitre 9).



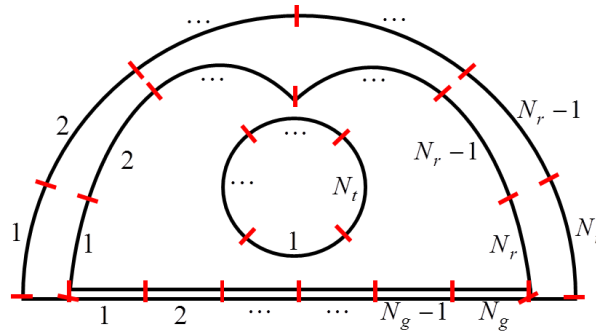


Figure 40 : Discrétisation transversale du récepteur

### 8.3.1.5 Modélisation du Soleil

La position du Soleil est définie soit directement par un couple d'angles solaires, l'élévation et l'azimut, ou la déclinaison et l'angle horaire ; soit par la position géographique de l'installation, le jour et l'heure de la journée (en heure locale ou en heure solaire vraie).

L'intensité du rayonnement solaire direct et sa répartition spatiale peuvent être simulées par deux modèles. Soit un modèle *PillBox* où la répartition du rayonnement est uniforme sur tout le disque solaire dont l'angle solide apparent est fixé à  $32'$ . Soit un modèle *SunShape* plus représentatif de la répartition de l'intensité du rayonnement provenant de la tache solaire (D. Buie, Dey, and Bosi 2003). Ce dernier modèle est fonction du *circumsolar ratio*. N'ayant pas d'information sur les valeurs du *circumsolar ratio* correspondant aux données de rayonnement utilisées dans cette étude, le modèle *PillBox* a été utilisé.

### 8.3.1.6 Les algorithmes

Tous les tirages aléatoires réalisés dans les algorithmes présentés ci-après suivent une loi uniforme.

L'algorithme de calcul des facteurs de forme utilisé est présenté de façon générale par (Delatorre et al. 2014). François Veynandt l'a adapté pour le calcul des facteurs de forme entre le tube, le réflecteur secondaire, et le vitrage. Il a simulé des éléments infiniment longs. Pour cela il a modélisé à chaque extrémité du récepteur des surfaces parfaitement réfléchissantes. Pour cette étude, cet algorithme a été adapté afin de pouvoir calculer les facteurs de forme entre les éléments discrétisés du récepteur (Figure 40). Les résultats obtenus sont des estimations associées à des incertitudes. Par conséquent, la somme des facteurs de forme partant d'un élément n'est pas forcément strictement égale à 1. Un posttraitement mineur est nécessaire pour respecter cette condition.

L'algorithme présenté en Annexe B est un exemple d'algorithme de Monte Carlo permettant de calculer les flux solaires reçus par chaque élément du capteur. L'algorithme

effectue aléatoirement et de façon indépendante un certain nombre de lancers de rayons. Chaque lancer est associé à un scalaire appelé poids de Monte Carlo. Au départ, ce poids est égal à 1. Ensuite, chaque lancer consiste en : 1/un tirage aléatoire d'une position sur les surfaces des miroirs ; 2/un tirage aléatoire d'une direction dans le cône solaire ; 3/un tirage aléatoire d'une pseudo-normale au miroir. Cette normale est déviée par rapport à la normale théorique afin de modéliser les erreurs optiques (cf. section 8.3.1.3) ; 4/le poids de Monte Carlo est multiplié par la surface totale de miroirs et par le cosinus de l'angle formé par la pseudo-normale et la direction tirée dans le cône solaire.

Ensuite, commence une série de tests. S'il y a un obstacle entre le point tiré sur le miroir et le Soleil, alors le rayon est comptabilisé comme étant bloqué. Sinon la direction du rayon réfléchi est calculée ainsi que son parcours jusqu'à ce qu'il soit absorbé par le tube ou qu'il ne rencontre plus d'éléments du capteur. Lorsque le rayon atteint une surface opaque, autre que le tube, il est systématiquement réfléchi de façon spéculaire. L'énergie absorbée par la surface interceptée est comptabilisée et le poids de Monte Carlo du rayon est multiplié par le coefficient de réflexion de la surface. Lorsque le rayon intercepte le tube, un tirage aléatoire entre zéros et un est effectué. Si le résultat de ce tirage est inférieur au coefficient d'absorption, alors le rayon est absorbé et le suivi du rayon s'arrête. Sinon il est réfléchi de façon spéculaire. Le même procédé est appliqué lorsque le rayon intercepte la surface intérieure ou extérieure du vitrage avec un angle d'incidence inférieur à l'angle limite de réfraction. Après avoir réalisé l'ensemble des lancers de rayons, on estime les flux reçus par les éléments du capteur en calculant la moyenne des poids de Monte Carlo qui ont été comptabilisés et multipliant ce résultat par la valeur de rayonnement direct normal. Les écarts-types associés à ces estimations sont également calculés (Delatorre et al. 2014).

De cette manière, le code utilisé permet d'estimer pour une position de Soleil : 1/la part de flux solaire incident n'atteignant pas les surfaces des miroirs ; 2/le flux réfléchi par les miroirs ; 3/le flux bloqué par la face arrière des miroirs ; 4/le flux qui n'atteint aucun élément du capteur ; 5/le flux réfléchi par le vitrage du récepteur ; 6/le flux absorbé par ce vitrage ; 7/le flux transmis par ce vitrage ; 8/le flux absorbé par le tube ; 9/le flux absorbé par le réflecteur secondaire et 10/le flux qui ressort du récepteur. En plus de ces flux, le code permet de calculer les cartes représentant la répartition des densités de flux absorbé, par le tube, le vitrage, le réflecteur secondaire et l'arrière du récepteur.

## 8.4 Dimensionnement de la géométrie du capteur

L'outil EDStaR et les fonctionnalités du code ont permis de mener une étude paramétrique afin d'arrêter des choix sur la structure du capteur et sur le dimensionnement des éléments qui le composent.

L'étude de pré-dimensionnement, présentée [Chapitre 7](#), a permis de fixer la longueur d'une ligne de récepteur à 250 m. Pour que la longueur du champ de miroir corresponde à la longueur du récepteur, j'ai choisi arbitrairement de modéliser un alignement de 60 miroirs par axe de rotation. Chaque miroir mesure 4 m de long et ils sont espacés de 17 cm dans la direction Nord-Sud. De la même manière, j'ai choisi de fixer la hauteur du récepteur à 8 m, le nombre de poteaux à 16 et le retrait des poteaux extrêmes à 40 cm. Le nombre de lignes de miroir (ou axe de rotation) a peu d'influence sur les performances optiques du capteur (ce paramètre a été étudié lors de l'étude d'optimisation présentée ci-après). Par conséquent, j'ai choisi de modéliser 16 lignes de miroir, comme pour le capteur de *Solar Novatec* présenté en section [7.2.1](#). [\(Morin et al. 2006\)](#) ont réalisé une étude visant à optimiser les dimensions du tube absorbeur d'un récepteur linéaire semblable à celui étudié dans ce document. Ils estiment que le diamètre moyen du tube doit être compris entre 7 et 15 cm en fonction des hypothèses de coût retenues. À partir de cette conclusion, pour le tube absorbeur j'ai choisi de modéliser un tube en acier inoxydable soudé fabriqué par la société *ArcelorMittal*. Ce tube est spécialement conçu pour ce type d'application. Parmi les dimensions proposées, j'ai choisi un tube de 12,3 cm de diamètre extérieur et de 3 mm d'épaisseur.

La valeur du décalage le long de la direction Nord-Sud du récepteur linéaire par rapport au champ de miroirs peut être choisie afin de minimiser la portion non éclairée du récepteur au cours de l'année. [\(DCW Buie 2004\)](#) montre que la longueur moyenne non éclairée du récepteur pour une position du Soleil peut être approximée par la formule suivante (cf. [Figure 38](#)) :

$$S_{end} \approx \frac{1}{NY_m} \cdot \frac{\cos(\alpha_s) \cdot \cos(\gamma_s)}{\sin(\alpha_s)} \cdot \sum_{i=1}^{NY_m} d_{m/r}(i) \quad (8.3)$$

La [Figure 41](#) présente les valeurs prises par cette quantité (exprimé en mètre) au cours de l'année pour un capteur : orienté dans le sens Nord-Sud, situé à Saint-Pierre de La Réunion ( $\phi_g$  :  $-21.34^\circ$  ;  $\lambda_g$  :  $55.49^\circ$ ), avec qu'une largeur de miroirs d'un mètre et un espacement longitudinal de 30 cm. À cette latitude, au cours de l'année le Soleil est situé soit au Nord soit au Sud de l'installation. Par conséquent, l'extrémité du récepteur qui est non éclairé est soit au Nord soit au Sud. La longueur non éclairée varie sur l'année entre -17.5 m (extrémités Sud) et 24 m (extrémité Nord) pour une moyenne de 3.7 m. En proportion, pour un récepteur de 250 m de long cela équivaut à moins de 2 % de longueur non éclairée. De plus, les valeurs les plus

importantes apparaissent le matin et le soir, là où le rendement optique de capteur et l'intensité du rayonnement solaire sont les plus faibles. Par conséquent, cet effet n'a qu'une influence mineure sur les performances annuelles du capteur. Ainsi, le récepteur du capteur modélisé dans cette étude n'a pas été décalé.

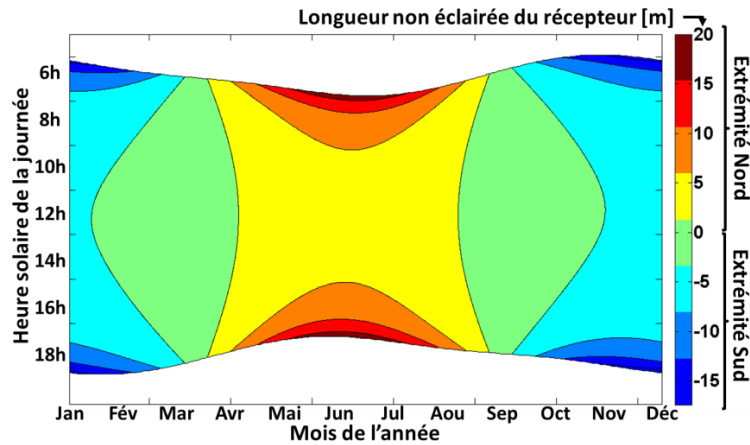


Figure 41 : Portion de récepteur non éclairée

Les paramètres géométriques transversaux ont été déterminés en menant une étude paramétrique visant à maximiser certains flux sous certaines contraintes. Le calcul numérique des flux reçu par les éléments du capteur pour une position du Soleil est coûteux en temps, il n'est donc pas envisageable de mener cette étude sur une année complète. Le choix des dimensions transversales du capteur est indépendant des positions du Soleil situées hors du plan zénithal contenant la latitude du lieu. Par conséquent, l'étude paramétrique porte sur une journée théorique définie par 11 positions fictives du Soleil contenues dans ce plan zénithal (cf. [Tableau 14](#)) :

Heure solaire	Élévation [°]	$B_N$ [W.m <sup>-2</sup> ]	Heure solaire	Élévation [°]	$B_N$ [W.m <sup>-2</sup> ]
7	15	315	13	75	539
8	30	550	14	60	482
9	45	635	15	45	434
10	60	673	16	30	368
11	75	651	17	15	210
12	90	608			

Tableau 14 : Position du Soleil et intensité du rayonnement direct de la journée théorique

Les valeurs de rayonnement direct présenté en [Tableau 14](#) correspondent à la journée moyenne présentée en [Figure 34-3](#). Ces valeurs ont été utilisées pour déterminer les flux reçus par les éléments du capteur pour chacune des 11 positions étudiés. Cela permet de prendre en

compte, d'une part, de la variation de rayonnement solaire sur la journée et d'autre part, de la tendance annuelle de ce rayonnement reçu à Saint-Pierre.

Le nombre de lancers de rayon a été réduit à 10 000 pour réduire le temps de calcul des flux reçus par les éléments du capteur. Afin de conserver une densité convenable de rayons tirés sur la surface des miroirs et atteignant le récepteur, les dimensions longitudinales, du capteur ont été également réduites. Ces dimensions ont été fixées à 20 cm et il y a qu'un miroir par axe de rotation.

D'abord la forme des miroirs a été étudiée. Pour cela les trois formes possibles ont été modélisées (cf. section 8.3.1). La largeur du vitrage a été fixée à deux mètres, puis la densité moyenne de flux transmise par celui-ci au cours de la journée a été calculée. La Figure 42 présente les répartitions des densités obtenues en fonction de la position sur la largeur du vitrage pour les trois formes étudiées. Le but est de concentrer au mieux le flux transmis afin de pouvoir réduire au maximum la largeur du vitrage, et donc de réduire les déperditions thermiques. De ce point de vue, les miroirs cylindriques sont les plus performants. C'est donc cette forme qui a été retenue le reste de l'étude.

Par conséquent, j'ai choisi d'utiliser cette forme pour la suite de l'étude.

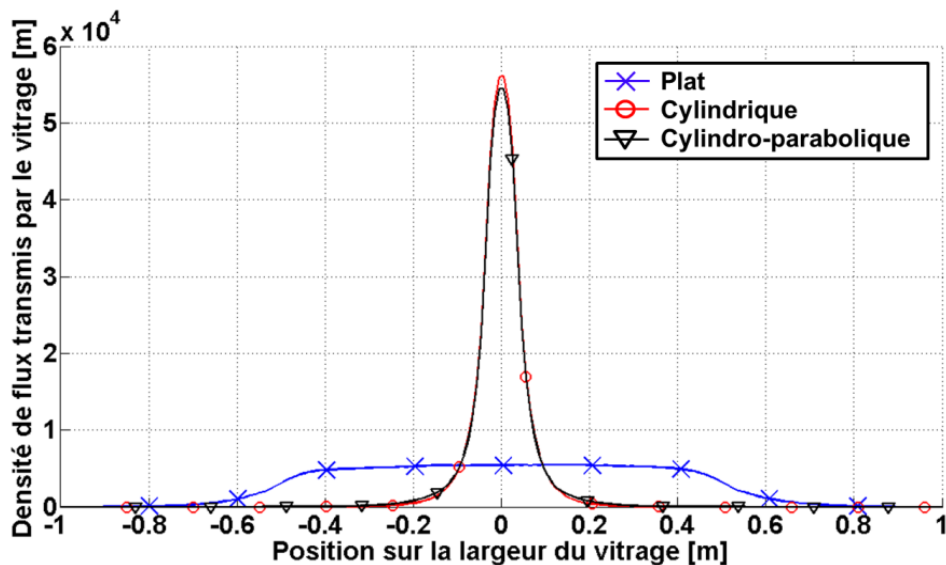


Figure 42 : Répartition de la densité moyenne de flux transmise par le vitrage pour les trois formes de miroirs étudiées.

Ensuite, les huit paramètres suivants ont été fixés : 1/la largeur des miroirs, 2/leur espacement transversal, 3/la largeur du vitrage, 4/la distance entre le sommet des paraboles du CPC et l'axe central du CPC, 5/la distance focale des paraboles du CPC, 6/la distance entre le tube et le CPC, 7/la hauteur visée par les miroirs et 8/la distance entre les points visés. Ces paramètres ont été déterminés à l'aide d'une méthode d'optimisation stochastique tout en

vérifiant qu'ils respectent certaines contraintes du problème. Le principe général de la méthode utilisée dans cette étude est la suivante :

**Étape 1 :** Une ou plusieurs fonctions-objectifs sont définies en fonction des sorties du modèle et éventuellement des paramètres de celui-ci.

**Étape 2 :** Chacun des  $p$  paramètres étudiés est associé à un domaine plausible de variation.

**Étape 3 :** Un nombre  $n$  de jeux de paramètres est échantillonné aléatoirement et selon une distribution uniforme dans les domaines définis à l'étape 2. Pour cela, un générateur de nombres aléatoire basé sur la méthode Latin Hypercube (Helton and Davis 2003) a été utilisé. Cette méthode permet d'échantillonner les paramètres de façon équitable dans tout le domaine dans lequel chacun doit varier. Cela permet d'augmenter la vitesse de convergence du problème vers l'optimum.

**Étape 4 :** Chacun de ces jeux de paramètres est évalué afin de vérifier s'ils respectent les contraintes du problème. Les jeux qui ne respectent pas ces contraintes sont éliminés et d'autres jeux sont échantillonnés et vérifiés jusqu'à obtenir les  $n$  jeux voulus.

**Étape 5 :** Après avoir effectué les simulations correspondant à ces  $n$  jeux de paramètres, les jeux qui ont conduit aux meilleurs résultats, conformément à la fonction-objectif définie à l'étape 1, sont sélectionnés. Le nombre de jeux sélectionnés est noté  $m$ . Ces  $m$  jeux de  $p$  paramètres sont les meilleurs candidats et ils sont regroupés sous la forme d'une matrice  $A \in \mathcal{M}_{m,p}(\mathbb{R})$  :

$$A = \begin{pmatrix} x_1(1) & \cdots & x_p(1) \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ x_1(m) & \cdots & x_p(m) \end{pmatrix}$$

**Étape 6 :** Un nombre  $n'$  de nouveaux jeux de paramètres sont générés à partir des meilleurs candidats qui ont été déterminés précédemment (matrice  $A$ ). Pour cela, la méthode décrite par (Steele 1987) et (Fang, Gertner, and Anderson 2004) a été utilisée. Cette méthode est décrite en Annexe C. L'idée est de déterminer les propriétés statistiques des meilleurs candidats et de générer de nouveaux candidats avec ces propriétés. En pratique, à partir de la matrice  $A$ , le vecteur  $U$  qui regroupe les moyennes des paramètres et la matrice de covariance  $\Sigma$  sont calculés. Ensuite, chacun des  $p$  paramètres est échantillonné selon une distribution gaussienne. Ces distributions sont corrélées entre elles à l'aide de la matrice de covariance  $\Sigma$  et elles sont centrées sur les moyennes correspondant aux éléments du vecteur  $U$ .

Enfin, les étapes 4, 5 et 6 sont répétées jusqu'à ce que les performances des meilleurs candidats soient proches.

Les valeurs des paramètres précédemment cités ont été déterminées en deux étapes.

Dans un premier temps, la méthode d'optimisation a été appliquée pour déterminer les valeurs de trois paramètres : la largeur des miroirs, leur espacement transversal et la largeur du vitrage. La fonction-objectif a été construite afin de maximiser le rapport moyen sur la journée entre le flux net transmis par le vitrage et la surface de miroirs (étape 1). Ce flux net est la différence entre le flux transmis et un flux thermique dissipé par le vitrage. Cette différence et ce rapport permettent d'introduire dans la fonction-objectif un critère thermique et économique, en plus de celui strictement optique. En effet, plus on augmente la largeur du vitrage, plus l'on augmente le flux transmis, mais en contrepartie l'on augmente également les déperditions par le vitrage. D'autre part, plus on augmente la surface de miroirs, plus on augmente le flux transmis, mais en contrepartie l'on augmente le coût de l'installation et la surface au sol occupé. La densité de flux dissipés a été fixée par hypothèse à  $3\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  par rapport à la surface du vitrage.

Ces trois paramètres ont été échantillonnés uniformément dans les intervalles suivants (défini arbitrairement) :  $w_m \in [0,2, 2]$ ,  $e_r \in [0, 1]$ ,  $w_g \in [0,1, 0,4]$  (étapes 2 et 3). Pour cette étude, tous les miroirs visent le centre du vitrage. Les autres paramètres ont été fixés arbitrairement, puisqu'ils n'ont pas d'influence sur la fonction-objectif. Mille jeux de paramètres ont été sélectionnés et combinés aux six premières positions du Soleil de la journée fictive (cf. [Tableau 14](#)). Les calculs relatifs aux cinq dernières positions du Soleil ont été déduits, par symétrie, à partir des cinq premières. Ainsi, au total 6 000 simulations ont été effectuées. Dans cette configuration, une simulation, parallélisée sur quatre cœurs, dure environ trois secondes avec une machine équipée d'un processeur Intel® Core™ i7-2600 @ 3.40GHz. À l'issue de cette première série de simulations, les jeux de paramètres ont été classés dans l'ordre décroissant selon la fonction-objectif et les dix premiers pour cent ont été sélectionnés en tant que meilleurs candidats (étape 5). Pour les itérations suivantes, seulement 200 nouveaux jeux de paramètres ont été générés conformément à l'étape 6. Au total, ce processus itératif a été répété quatre fois.

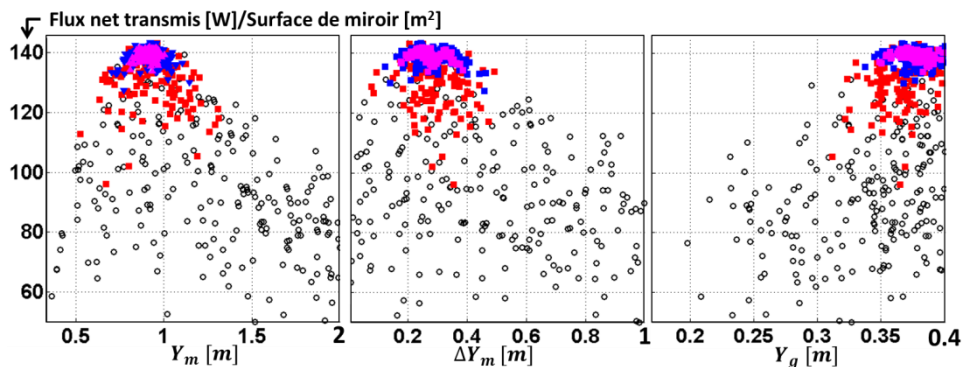


Figure 43 : Fonction-objectif en fonction des paramètres à optimiser

La [Figure 43](#) présente les valeurs prises par la fonction-objectif en fonction des trois paramètres à optimiser. Les cercles noirs correspondent aux résultats de la première itération. Ensuite, les carrés rouges, les triangles bleus et les losanges magenta correspondent respectivement aux trois itérations successives qui ont été réalisées. À chaque itération, les domaines dans lesquels varient ces paramètres diminuent autour de leurs valeurs optimales. C'est la position du maximum de l'enveloppe supérieure qui détermine la valeur optimum. À l'aide de ces graphiques, la largeur des miroirs, leurs espacements transversaux et la largeur du vitrage ont été respectivement fixés à 90 cm, 25 cm et 37 cm.

Dans un second temps, la méthode d'optimisation a été appliquée pour déterminer les valeurs des cinq derniers paramètres : la distance entre le sommet des paraboles du *CPC* et l'axe central du *CPC*, la distance focale des paraboles du *CPC*, la distance entre le tube et le *CPC*, la hauteur des points visés par les miroirs et l'espacement entre ces points. La fonction-objectif combine un objectif principal et un objectif secondaire. L'objectif principal consiste à maximiser la densité de flux moyenne absorbée par le tube. L'objectif secondaire consiste à minimiser l'écart-type de la répartition angulaire de cette densité (étape 1). En effet, les dimensions des récepteurs doivent permettre au tube d'absorber le maximum de flux, mais il faut veiller à ce que la répartition angulaire de sa densité soit le plus homogène possible afin d'éviter des points de surchauffe pouvant dégrader le fluide caloporteur. Les cinq paramètres étudiés ont été échantillonnés uniformément dans les intervalles suivants (défini arbitrairement) :  $f_r \in [0,01, 0,05]$ ,  $\Delta Y_m \in [0, R_t]$ ,  $\Delta Z_{rv/p} \in [-0,1, 0,1]$ ,  $\Delta Y_p \in \left[0, \frac{Y_g}{NY_m-2}\right]$  et  $\Delta Z_{r/t} \in [0, 0,05]$  (étape 2). Mille jeux de paramètres ont été échantillonnés aléatoirement selon une loi de distribution uniforme (étape 3). L'étape 4 a été réalisée en vérifiant que les dimensions de la cavité du récepteur défini par ces jeux de paramètres permettent de contenir le tube absorbeur. Les simulations ont été effectuées en fixant le paramètre de discrétisation angulaire du tube à 36 afin d'obtenir un vecteur représentatif de la répartition angulaire de la densité de flux absorbé. Ensuite la moyenne et l'écart-type de ce vecteur ont été calculés. Les coordonnées des cercles noirs présentés [Figure 44](#) correspondent aux écarts-types et aux moyennes de la première série de simulations (étape 5). Les meilleurs candidats sont les jeux de paramètres qui maximisent la densité moyenne de flux absorbé et qui minimisent l'écart-type associé. Il faut donc explorer la région inférieure droite du diagramme présenté [Figure 44](#). Les meilleurs jeux de paramètres sont choisis en sélectionnant d'abord 10 % des points les plus à droite, puis en sélectionnant parmi ces points ceux ayant un écart-type inférieur à la médiane.



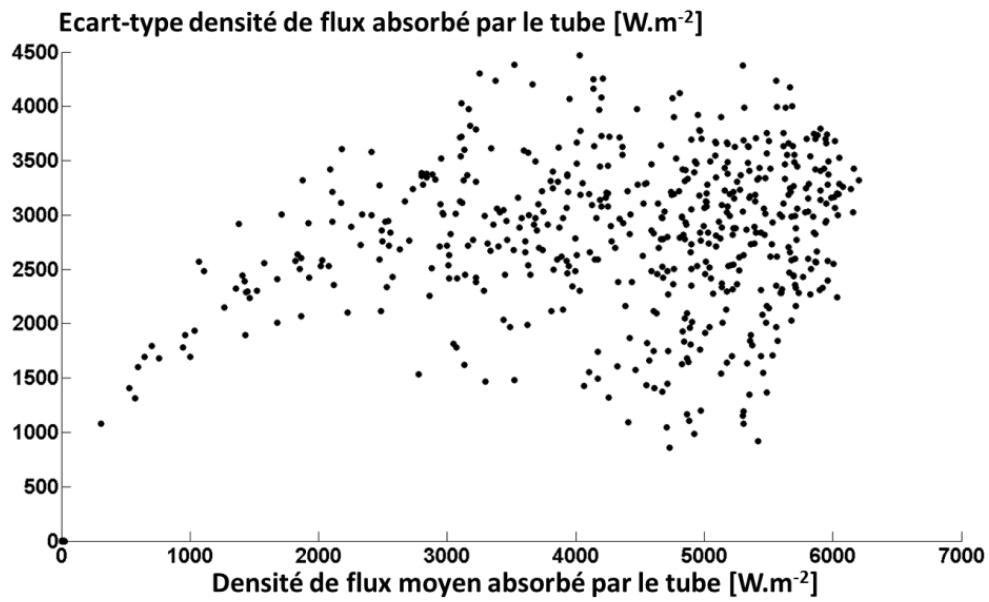


Figure 44 : Résultats de la première série de simulations (1 000 jeux de paramètres simulés)

À l'issue de cette sélection, deux-cents nouveaux jeux de paramètres ont été générés conformément à l'étape 6. Au total, ce processus itératif a été répété cinq fois.

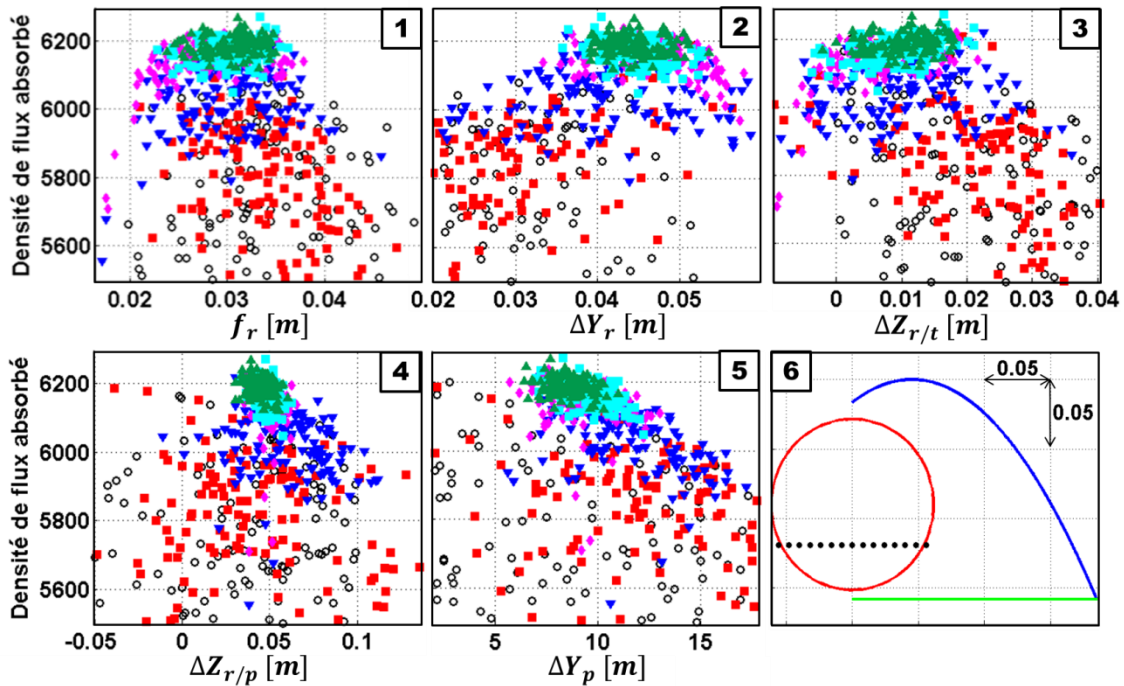
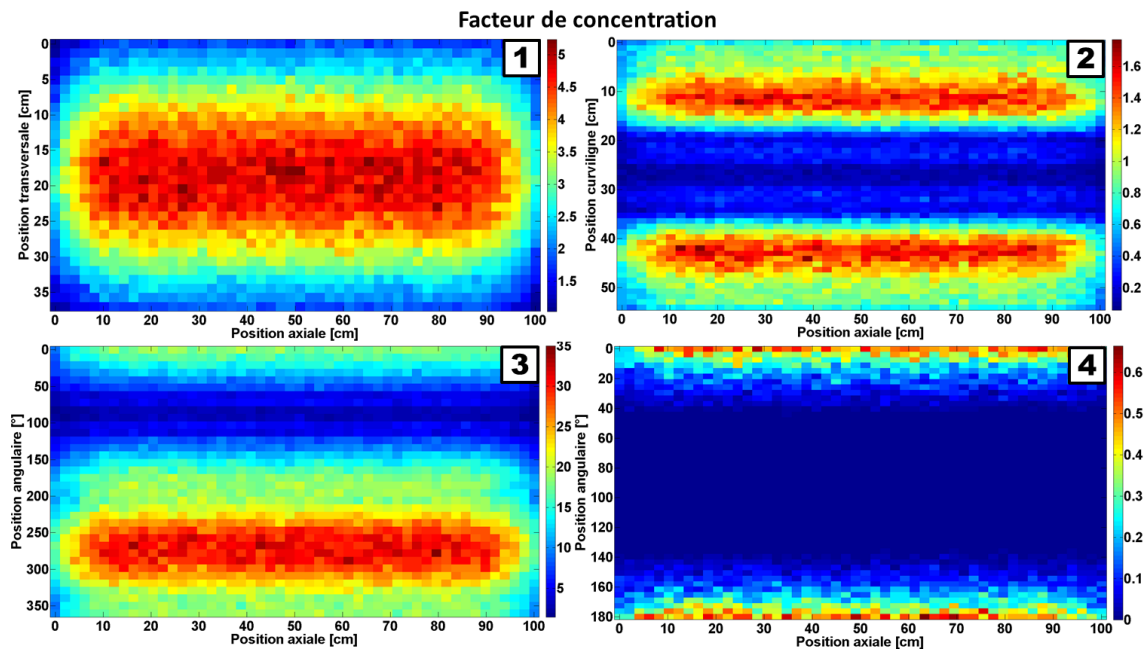


Figure 45 : Densité moyenne du flux absorbé par le tube en fonction des paramètres à optimiser (1 à 5) et forme finale du récepteur (6)

Les cinq premiers graphiques de la Figure 45 présentent les valeurs de la densité moyenne de flux absorbé par le tube en fonction de chacun des paramètres à optimiser. Les carrés rouges, les triangles bleu foncé, les losanges magenta, les carrés bleu ciel et les triangles verts

correspondent respectivement aux résultats des cinq itérations successives qui ont été réalisées (étape 7). L'optimum du problème tel qu'il est posé est proche de la position du maximum des points correspondant à la dernière itération. À l'aide de ces graphiques, les dimensions suivantes ont été fixées à : 31 mm pour la distance focale des paraboles du CPC ; 45 mm pour la distance entre les sommets de ces paraboles et l'axe central du CPC ; 12 mm pour la distance entre le tube et le CPC ; 40 mm pour la hauteur des points visés par les miroirs et 8 mm pour la distance entre les points visés par les miroirs. Ces choix ont conduit à la géométrie du récepteur présenté sur le sixième graphique de la [Figure 45](#). Le cercle rouge présente la circonférence extérieure du tube absorbeur, la courbe bleue présente une des paraboles du CPC, la ligne verte représente le vitrage et les points noirs représentent les points visés par les miroirs.

L'ensemble des dimensions du capteur utilisées pour le reste de l'étude est résumé en [Annexe D](#). La [Figure 46](#) présente la répartition du facteur de concentration reçu par le vitrage, le réflecteur secondaire, le tube et l'arrière du récepteur, pour les dimensions transversales retenues, mais pour un capteur d'un mètre de long (un seul miroir par axe de rotation). Ces répartitions ont été calculées en fixant les paramètres de discrétisation  $N_s$ ,  $N_t$ ,  $N_r$  et  $N_g$ , respectivement à 50, 36, 50 et 30 (cf. section [8.3.1.4](#)). Les calculs ont été effectués pour une position du Soleil au zénith pour un nombre de lancers de rayon égal à un million.



**Figure 46 : Répartition du facteur de concentration (rapport de la densité de flux absorbée localement au rayonnement direct) pour le vitrage (1), le réflecteur secondaire (2), le tube (3) et l'arrière du récepteur (4).**

Des effets de bord apparaissent sur ces quatre figures. Ces effets sont identifiés par les formes arrondies qui apparaissent aux extrémités des taches représentant la répartition du

facteur de concentration. Dans cette configuration, les images du disque solaire réfléchies par l'extrémité des miroirs sur les éléments du récepteur ne sont que partielles. D'où, cette diminution de flux absorbés apparaissant aux extrémités des taches présentées en [Figure 46](#). Ces effets ont une incidence très négligeable comparée à la totalité du flux solaire absorbé.

## 8.5 Méthode de simulation annuelle

Pour simuler le comportement thermique du récepteur au cours de l'année et déterminer le productible électrique annuel de la centrale, il est nécessaire de déterminer les distributions du flux solaire concentré par les miroirs et absorbé par les différents éléments qui composent le récepteur. Le calcul optique est relativement coûteux en temps et en ressource de calcul, il n'est donc pas envisageable de réaliser ce calcul à chaque pas de temps lors de simulations thermiques. Par exemple, supposons que le temps de calcul pour une position du Soleil dure une minute (hypothèse optimiste) et que le calcul thermique nécessite un pas de temps de calcul d'une minute (par la suite, il sera montré que ce pas de temps est de l'ordre de la seconde). Pour simuler les flux absorbés sur les périodes diurnes d'une année il faudrait calculer environ 262 600 positions du Soleil ce qui correspondrait à 180 jours de calculs. Même en réduisant ce temps d'un facteur dix, il resterait quasi-réduisant. Par conséquent, une méthode de simulation a été mise en place afin de s'affranchir de ces contraintes.

La portion du ciel balayée par le Soleil au cours de l'année a été discrétisée au moyen d'un maillage régulier, paramétré en déclinaison et en angle horaire. Les facteurs de concentration, rapport entre les flux reçus recherchés et le rayonnement direct, ont été calculés sur chacun des nœuds du maillage. La [Figure 47](#) présente les trajectoires journalières du Soleil tous les 10 jours en fonction de l'angle horaire et de la déclinaison du Soleil et le maillage qui leurs sont associés. Ce couple d'angles solaires permet de définir un maillage simple, régulier et facile à exploiter par la suite.

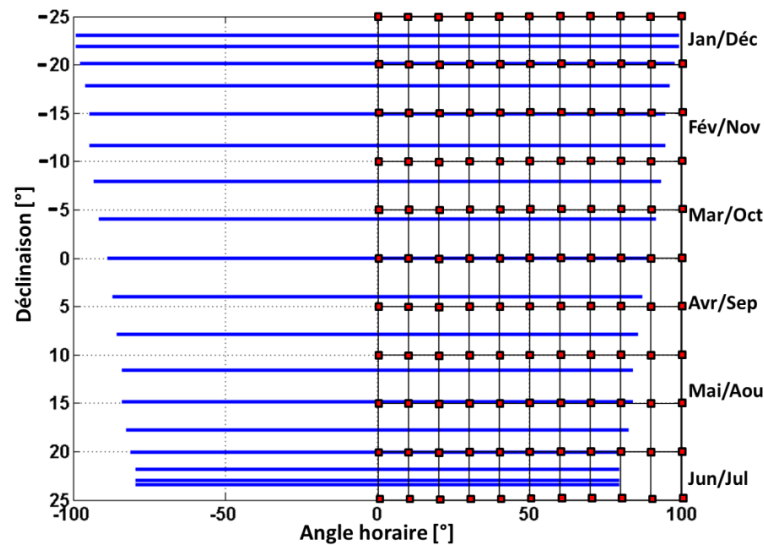


Figure 47 : Trajectoires du Soleil et maillage associé

Une fois ces calculs effectués, le code de lancer de rayons n'est plus utilisé. Les cartes de flux solaire absorbé par les éléments du récepteur à un instant donné (donc une position du Soleil donnée), sont obtenues à l'aide d'une interpolation barycentrique effectuée entre les nœuds des cartes de facteurs de concentration calculée précédemment, et en multipliant le résultat obtenu par la valeur du rayonnement direct. Autrement dit, cette méthode consiste à l'élaboration d'abaques et à leur exploitation.

Cette méthode permet de tirer avantage des symétries des positions du Soleil dans le ciel. La trajectoire journalière du Soleil dans le ciel est symétrique par rapport au midi solaire vrai. De plus, la trajectoire du Soleil dans le ciel au cours de l'année est symétrique par rapport au solstice d'été. Ces deux symétries permettent de diviser par quatre le nombre de facteurs de concentration à calculer.

Cette méthode a été utilisée pour calculer les cartes de facteurs de concentration relatives aux densités de flux absorbé par les éléments du capteur défini en section 8.4. Les paramètres de discrétisation de ces cartes, à savoir  $N_s$ ,  $N_t$ ,  $N_r$  et  $N_g$  ont été respectivement fixés à 240, 8, 12 et 6. La résolution du maillage a été fixée  $1,5^\circ$  pour la déclinaison et à  $3^\circ$  pour l'angle horaire. Ces deux paramètres varient respectivement entre  $24^\circ$  et  $-24^\circ$ , et entre  $0^\circ$  et  $102^\circ$ . Cela conduit à calculer 1155 positions du Soleil. Ces calculs ont été effectués avec 1 000 000 de lancers de rayons. Pour cette configuration, les calculs relatifs à ces 1155 positions du Soleil ont duré 8 heures et 40 minutes. Ces calculs ont été parallélisés sur les quatre cœurs d'un ordinateur équipé d'un processeur Intel® Core™ i7-2600 @ 3.40GHz. Une fois ces calculs effectués, le calcul de l'interpolation barycentrique est quasi-instantané. Ainsi cette méthode permet de découpler totalement les calculs optiques de la simulation thermique du récepteur.

La précision de cette méthode de simulation a été évaluée par rapport à une série de calculs directs avec EDStaR. D'un côté, le flux absorbé toutes les minutes par le tube sur une journée a été calculé directement avec le code optique. De l'autre, ce flux a été interpolé sur ces mêmes instants. L'erreur quadratique moyenne relative entre ces deux séries de calcul ne dépasse pas le pour cent. Ainsi, les abaques des facteurs de concentration relatifs aux éléments du capteur ont été générés.

La figure [Figure 48](#) présente une illustration d'un des abaques obtenus. Cet abaque représente le rendement optique en fonction de la position du Soleil ou l'instant de l'année. Le rendement optique est défini comme le rapport entre le flux absorbé par le tube et produit entre le rayonnement direct normal et la surface apparents des miroirs vu dans la direction de ce rayonnement.

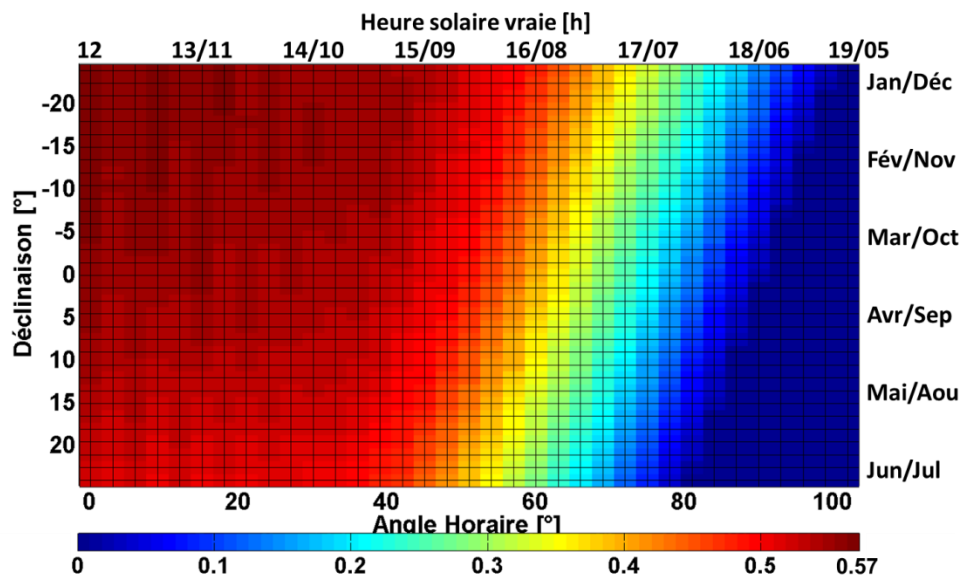


Figure 48 : Abaque du rendement optique

Le rendement optique maximum est atteint au midi solaire vrai et il varie entre 57 %, au milieu de l'été austral, et 52 % au milieu de l'hiver austral. Les abaques obtenus ont été utilisés afin de calculer les bilans, trimestriels et annuels, de l'énergie solaire reçue par les éléments du capteur afin de savoir comment se répartit cette énergie. Ces bilans ont été réalisés à partir des données de rayonnement direct de 2011 et 2012 présentées dans le [Chapitre 6](#). Le détail des bilans d'énergie est présenté en [Annexe E](#). La répartition des énergies reçues par les éléments du capteur a été calculée sur la base l'ensoleillement direct annuel ( $Wh.m^{-2}$ ) multiplié par la surface des miroirs. Cette énergie fictive est utilisée comme référence par de nombreux auteurs. Cette énergie vaut 13.9 GWh pour 2011 et 14.1 GWh pour 2012. Par rapport à la moyenne de ces deux énergies, 72 % de l'énergie atteint la surface des miroirs, 18 % ne sont pas exploitables en raison des *pertes par effets cosinus* (cf. section [1.2.1.3](#)) et 10 % sont bloqués par les éléments du

capteur. Ces obstructions sont principalement dues aux miroirs voisins et elles apparaissent en début et fin de journée.

Toujours par rapport au 14 GWh d'énergie solaire reçue moyenne sur 2011 et 2012, 69 % de l'énergie est réfléchi par les miroirs. L'arrière des miroirs ne fait quasiment pas obstacle à l'énergie réfléchi. 52 % de l'énergie est transmise par le vitrage. Ensuite, 6 %, 40 %, 2 % et 8 % de l'énergie sont respectivement absorbés par le vitrage, le tube, le CPC et le reste des éléments du capteur. Après réflexion sur le tube ou le CPC, 9 % de l'énergie ressort de la cavité du récepteur. 13 % de l'énergie n'est pas absorbée par les éléments du capteur. Il y a des différences entre l'été et l'hiver austral. Outre le fait qu'il y a moins d'ensoleillement durant l'hiver austral, une baisse d'environ 10 % sur la répartition de l'énergie réfléchi par les miroirs et transmise par la vitre du récepteur par rapport à l'été est observée. Cela est dû au fait que le Soleil est plus bas sur l'horizon et donc que la surface apparente des miroirs est plus petite et l'angle d'incidence sur le vitrage plus élevé, ce qui limite la transmission dans le milieu.

Les abaques de cartes de facteurs de concentration relatives aux flux absorbés par les éléments du récepteur ont été utilisés pour la simulation de son comportement thermique dans les chapitres présentés ci-après.

## 8.6 Conclusions

Cette nouvelle version du modèle optique d'un capteur linéaire de Fresnel permet de simuler les inégales répartitions, en deux dimensions, des facteurs de concentration associés aux éléments du récepteur linéaire. Ces répartitions permettent d'identifier les éventuelles zones de fortes concentrations de flux solaire absorbé et pouvant entraîner la détérioration du récepteur linéaire.

De plus, contrairement aux concentrateurs cylindro-paraboliques et paraboliques, ces répartitions de facteur de concentration sont dépendantes de la position du Soleil. Ainsi, il faudrait calculer ces répartitions pour chaque position du Soleil. Ce nouveau modèle et l'environnement EDStAR ont permis de mettre en œuvre une méthode de simulation annuelle de ces répartitions, basées sur l'interpolation d'abaques calculés au préalable par ce modèle optique. Ces abaques sont exploités par le modèle thermique du récepteur linéaire présenté en [Chapitre 9](#), SOLIFRE.

Ce modèle optique et l'environnement EDStAR présentent encore des perspectives d'amélioration, notamment la simulation des passages nuageux (forme, opacité et déplacement) au-dessus du champ de capteurs, et leurs influences sur la répartition du rayonnement direct atteignant les éléments du capteur.

Ce modèle optique et l'environnement EDStaR ont également permis de dimensionner le capteur linéaire de Fresnel utilisé dans cette étude l'aide d'une méthode d'optimisation. Les fonctions-objectifs utilisées intègrent à la fois des critères techniques et économiques (dans une certaine mesure). Le dimensionnement du récepteur met en évidence le rôle important du réflecteur secondaire. La fonction de cet élément ne se limite pas à réfléchir sur le tube absorbeur, le flux solaire concentré qui n'a pas directement atteint le tube. Bien conçu, le réflecteur secondaire sert également à homogénéiser (dans une certaine mesure) le flux absorbé par tube. De plus, en moyenne sur l'année plus de 10 % de l'énergie solaire reçue par les miroirs ressort de la cavité de ce récepteur. Cette énergie n'est donc pas exploitée.

Ces deux derniers points mènent à s'interroger sur la forme optimale que doit avoir le réflecteur secondaire. Pour cette étude, le réflecteur modélisé est constitué de deux cylindres paraboliques. Il faudrait étudier et comparer d'autres formes. EDStaR permet de modéliser n'importe quelle surface définie par une équation paramétrique. Par exemple, il pourrait être intéressant de ne pas limiter l'étude à des cylindres paraboliques composés, mais d'étudier l'ensemble des cylindres générés par la translation de coniques (cercle, ellipse, parabole et hyperbole). C'est conique étant défini par leur excentricité. La méthode d'optimisation proposée dans cette étude permettrait d'inclure cette excentricité en plus d'autres paramètres et de déterminer le jeu de paramètres optimums en sens des deux objectifs cités précédemment (homogénéiser le flux absorbé et réduire le flux qui ressort de la cavité du récepteur). Pour le moment, cette perspective n'est qu'une réflexion, mais elle pourrait être mise en œuvre dans de futurs travaux.

# Chapitre 9

## Récepteur linéaire : Modélisation dynamique des transferts de chaleur

### 9.1 Introduction

L'estimation du productible électrique annuel de la centrale modélisée dans cette étude, nécessite d'évaluer la quantité de chaleur journalière que le champ de capteurs fourni au stock chaud. Puis, de simuler à la fin de chaque journée l'électricité produite par la machine *ORC* (couplée à un alternateur) alimentée par ce stock chaud et une source froide. Ces deux conversions sont découplées : conversion du rayonnement solaire en chaleur d'une part et conversion de la chaleur en électricité, d'autre part.

Le récepteur linéaire est l'organe qui permet la conversion du rayonnement direct normal, préalablement concentré par les miroirs, en chaleur. Le rayonnement direct concentré est absorbé par le tube et les autres éléments du récepteur. La chaleur générée par cette absorption est, en partie, transmise au fluide caloporteur qui circule dans le tube. Le reste de cette chaleur est dissipé vers l'environnement extérieur.

Le récepteur linéaire est un système dynamique. Son inertie thermique et le temps de parcours du fluide caloporteur induisent des effets de retard, d'amplification et d'atténuation entre les variations des grandeurs d'entrée et leurs effets sur la grandeur de sortie. Autrement dit, la chaleur produite dépend de l'évolution passée des sollicitations et de l'état du récepteur (cf. section 6.1). Par conséquent, le comportement dynamique du récepteur a été modélisé et la variabilité à court terme (une minute) des sollicitations météorologiques a été prise en compte.

De la même façon que les capteurs cylindro-paraboliques, la répartition des facteurs de concentration reçue par le récepteur d'un capteur linéaire de Fresnel n'est pas homogène. Par exemple à midi, la partie basse du tube (face au vitrage) absorbe environ 10 fois plus de rayonnement que sa partie haute (cf. [Figure 49](#)). Cette inhomogénéité peut conduire à des points de surchauffe qui peuvent détériorer le récepteur. D'autre part, contrairement aux



capteurs cylindro-paraboliques et hormis le fait que les extrémités de ces récepteurs peuvent être non éclairées, la répartition des facteurs de concentration reçue par le récepteur d'un capteur linéaire de Fresnel dépend de la position du Soleil. En effet, les positions des miroirs par rapport au récepteur changent en fonction de la position du Soleil. Il est donc nécessaire de déterminer cette répartition pour chaque position du Soleil. Cela a été fait à l'aide du modèle optique présentée en [Chapitre 9](#).

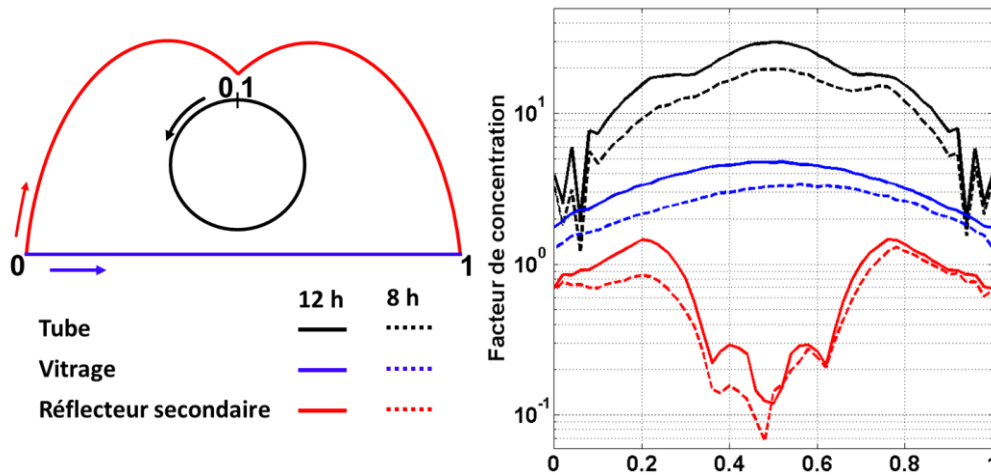


Figure 49 : Répartitions transversales des facteurs de concentration des flux absorbés par le tube, le réflecteur secondaire et le vitrage au moment du solstice de décembre à Saint-Pierre à 8 h et 12 h.

Pour rendre compte de l'inégale répartition des facteurs de concentration, le modèle du récepteur linéaire a été discrétisé spatialement le long de sa dimension axiale et de ses dimensions transversales (cf. [Figure 40](#)). Ces discrétisations spatiales permettent de simuler l'évolution : du profil de vitesse et de température du fluide ; et des champs de température du reste des éléments.

Au final, en plus de permettre de simuler en dynamique le comportement thermique du récepteur, le modèle obtenu est à la fois un outil d'aide au dimensionnement et permet l'étude du contrôle commande. Ce modèle a été baptisé SOLIFRE. Ce chapitre présente ce modèle.

## 9.2 État de l'art

Plusieurs articles de la littérature présentent des modélisations dynamiques de capteurs cylindro-paraboliques afin d'étudier le contrôle-commande de la température et du débit du fluide caloporteur en sortie de ces capteurs ([Cirre et al. 2007](#)), ([Eck and Hirsch 2007](#)), ([Manenti and Ravaghi-ardebili 2013](#)), ([Powell and Edgar 2012](#)). À l'inverse, peu d'études similaires sur des capteurs linéaires de Fresnel sont présentées dans la littérature. De plus, les études trouvées traitent de récepteurs ayant des géométries différentes de celle proposée dans ce document. ([Spoladore, Camacho, and Valcher 2011](#)) présentent la modélisation dynamique d'un récepteur

composé d'un tube sous vide (Schott PTR 70) et surmonté d'un réflecteur secondaire cylindro-parabolique. Ils ont établi un bilan d'énergie, section par section, sur le tube, sans tenir compte des transferts axiaux. Puis, ils ont déterminé expérimentalement les coefficients d'échanges globaux entre le tube et l'environnement extérieur, d'une part ; et entre le tube et le fluide d'autre part. (Rodat et al. 2014) présentent les résultats de simulation de leur modèle dynamique d'un récepteur à cavité trapézoïdale, semblable à celui de la centrale de Kogan Creek (cf. section 3.3). Cependant, la description de leur modèle n'est pas présentée dans leur communication.

Néanmoins, il existe des études sur des capteurs linéaires de Fresnel portant sur d'autres problématiques.

Plusieurs articles présentent des études numériques et/ou expérimentales, en régime stationnaire, visant à évaluer le coefficient de dissipation thermique global d'un récepteur linéaire vers l'environnement extérieur : 1/(Flores Larsen, Altamirano, and Hernández 2012), (Sahoo, Singh, and Banerjee 2012), (Facão and Oliveira 2011) ont évalué ce coefficient pour un récepteur à cavité trapézoïdal, également semblable à celui de la centrale de Kogan Creek. 2/(Velázquez et al. 2010) ont évalué ce coefficient pour un récepteur à tube sous vide. 3/(Häberle et al.) ont évalué ce coefficient pour un récepteur similaire à celui étudié dans ce chapitre.

Quelques auteurs ont étudié les échanges thermiques couplés (rayonnement et convection) qui s'établissent à l'intérieur de la cavité d'un récepteur de Fresnel. (Pye, Morrison, and Behnia 2003) et (Sahoo, Singh, and Banerjee 2012) ont modélisé en dynamique les échanges thermiques convectifs et radiatifs à l'intérieur d'un récepteur à cavité trapézoïdale. Ces deux études montrent qu'environ 80 à 90 % du flux thermique transmis à la surface intérieure du vitrage est de nature radiative.

(Häberle et al.) ont simulé numériquement la convection naturelle qui s'établit à l'intérieur de la cavité d'un récepteur linéaire. Ce récepteur est semblable à celui étudié dans ce chapitre. La Figure 50 présente les résultats de cette simulation. Les lignes de courant indiquent qu'une cellule convective se forme en partie haute de la cavité. L'air monte en contact du tube chaud, puis se refroidit en contact du réflecteur secondaire et redescend. En partie basse de la cavité, l'air plus froid s'accumule et stagne, laissant place aux transferts conductifs au détriment des transferts convectifs. Cette observation concorde avec la conclusion de (Pye, Morrison, and Behnia 2003) et (Sahoo, Singh, and Banerjee 2012). Malheureusement, (Häberle et al.) ne quantifient pas les échanges convectifs qui ont lieu entre les parois et la cavité d'air. Dans son travail de thèse (Veynandt 2011) a modélisé en statique un récepteur semblable. Pour évaluer les coefficients d'échanges convectifs, il s'est appuyé sur le travail de (Kuehn and Goldstein

1976). Ces auteurs ont étudié, numériquement et expérimentalement, la convection naturelle qui s'établit entre deux cylindres isothermes, horizontaux et coaxiaux (le cylindre intérieur étant plus chaud que le cylindre extérieur). Des lignes de courant similaires à celles présentées en Figure 50 se développent. Ils ont établi des corrélations qualifiant les transferts thermiques qui ont lieu entre ces deux cylindres. C'est sur ces corrélations que s'est appuyé (Veynandt 2011) pour évaluer les coefficients d'échange convectifs.

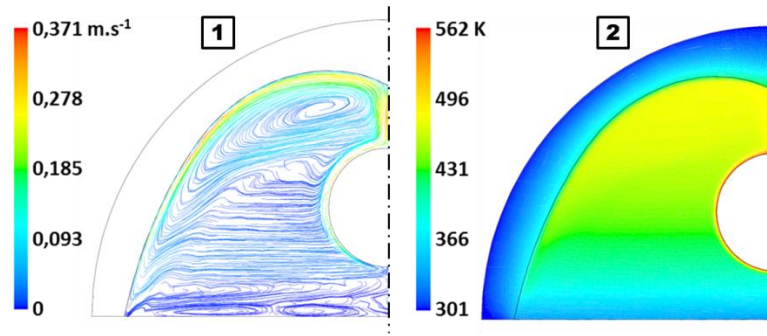


Figure 50 : Simulation numérique de la convection naturelle dans la cavité d'air d'un récepteur linéaire de type CPC : 1/ lignes de courant et vitesse, 2/ champ de température, (Häberle et al.)

Concernant, les transferts de chaleur entre la paroi intérieure du tube et le fluide (Okafor, Dirker, and Meyer 2014) ont réalisé une étude numérique afin d'évaluer une corrélation du nombre de Nusselt, et ce en fonction de la répartition angulaire de la densité de flux absorbé par le tube. Ils montrent d'une part qu'à flux absorbé constant, le coefficient d'échange convectif moyen entre le tube et le fluide est peu dépendant de la répartition angulaire de la densité de flux absorbé. D'autre part, ils montrent que le nombre de Nusselt qu'ils calculent numériquement est en accord avec la corrélation empirique de Gnielinski (Gnielinski 1976).

### 9.3 Description du problème et des phénomènes physiques associés

Lorsque le champ de capteur est éclairé par le Soleil de façon uniforme, il est possible de faire l'hypothèse que la répartition axiale de la densité de flux absorbé par le récepteur est également uniforme. D'autre part, en fonctionnement normal le fluide caloporteur entre avec une température plus basse que le récepteur. Ainsi sa température augmente tout au long de son écoulement à travers celui-ci. Par conséquent, des profils croissants (linéaires ou paraboliques) de température s'établissent dans le sens de l'écoulement du fluide. De plus, d'autres gradients de température apparaissent le long des dimensions transversales, car dans ce sens la répartition des densités de flux absorbées n'est pas uniforme. Ces gradients de température induisent des transferts thermiques couplés au sein du récepteur linéaire : rayonnement, convection et conduction. La Figure 51 et les sections présentées ci-après décrivent les transferts pouvant être observés au sein du récepteur.

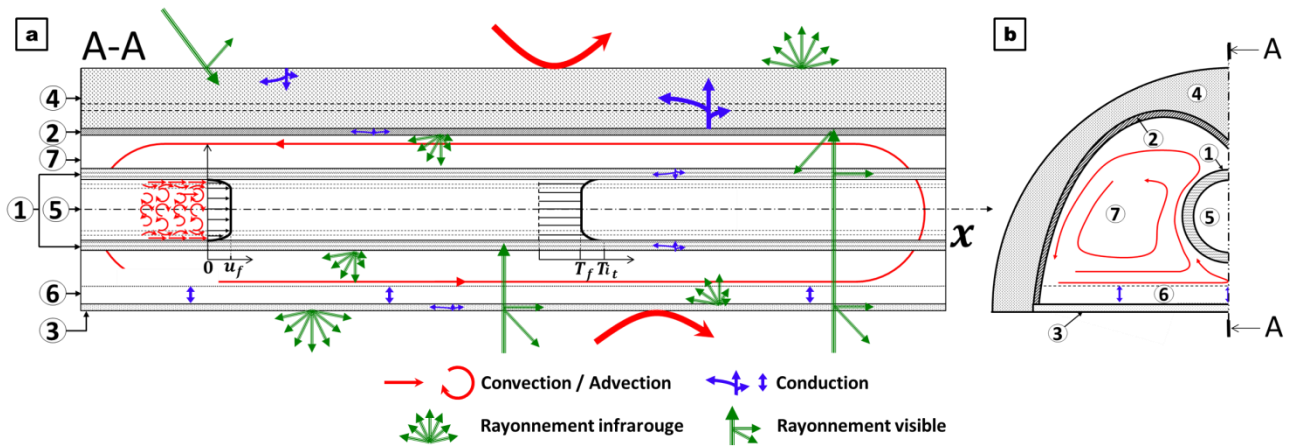


Figure 51 : (a) coupe transversale du récepteur et échanges thermiques dans la cavité d'air avec 1/le tube, 2/le réflecteur secondaire, 3/le vitrage, 4/l'isolant thermique, 5/le volume de fluide contenu dans le tube, 6/le volume d'air en partie basse de la cavité et 7/le volume d'air en partie haute de la cavité ; (b) coupe transversale du récepteur avec l'ensemble des échanges thermiques potentiellement observables.

### 9.3.1 Les échanges radiatifs

Le rayonnement direct concentré par les miroirs est absorbé par les éléments qui composent le récepteur : vitrage, tube, réflecteur secondaire et face arrière du récepteur. Dans une moindre mesure, une partie du rayonnement global est absorbé en face arrière du récepteur.

L'absorption de ces flux solaires provoque l'échauffement du récepteur. De ce fait, des transferts radiatifs infrarouges s'établissent vers les régions plus froides du récepteur et vers l'environnement extérieur. D'après (Pye, Morrison, and Behnia 2003) et (Sahoo, Singh, and Banerjee 2012) ces transferts dominent les échanges thermiques à l'intérieur de la cavité. Il est donc important de les modéliser aussi rigoureusement que possible.

### 9.3.2 Les échanges conductifs

L'énergie absorbée se diffuse sous forme de chaleur dans les éléments du récepteur le long de la direction axiale et des directions transversales. De plus, d'après (Häberle et al.) et (Kuehn and Goldstein 1976) une couche d'air stagne au voisinage de la surface intérieure du vitrage. Ainsi, un échange conductif s'établit à travers cette couche entre le volume d'air chaud en partie haute de la cavité et le vitrage.

### 9.3.3 Les échanges convectifs

Les échanges convectifs ont lieu à plusieurs niveaux.

Premièrement, il y a un transfert entre la paroi intérieure du tube et le fluide caloporteur. D'après (Incropera et al. 2006), lorsque l'écoulement du fluide est turbulent, trois zones

s'établissent : 1/une « sous-couche visqueuse » en contact avec l'intérieur du tube, où le profil de vitesse est presque linéaire et les transferts thermiques sont principalement conductifs ; 2/une zone tampon où les transferts conductifs et convectifs sont couplés et équivalent en terme d'énergie transmise ; 3/une zone de mélange turbulent où la vitesse axiale peut être considérée comme uniforme.

Le profil de température a une forme similaire, mais avec une concavité opposée (cf. [Figure 51](#)). Il y a continuité de la température entre la surface interne du tube et le fluide en contact avec cette surface. Ensuite, la température du fluide décroît dans la « sous-couche visqueuse » et la zone tampon. Dans la zone turbulente, le profil radial de la température du fluide peut être considéré comme uniforme.

Deuxièmement, un mécanisme complexe de convection naturelle s'établit à l'intérieur de la cavité d'air supposée hermétique. Ce mécanisme de convection naturelle est similaire à celui étudié par ([Kuehn and Goldstein 1976](#)). Ainsi, les coefficients d'échanges convectifs peuvent être évalués à partir des corrélations proposées par ces auteurs. À partir de ces résultats, il est possible de distinguer deux zones thermiques :

- Une première zone en partie haute de la cavité où il y a création d'une cellule convective de chaque côté du tube absorbeur. L'air monte au contact du tube et descend en contact du réflecteur secondaire plus froid.
- Une deuxième zone, en partie basse où les transferts thermiques sont principalement conductifs. Dans cette zone, il n'y a presque pas de mouvement d'air.

D'un autre côté (dans le sens axial), le problème pourrait être assimilé à une très longue cavité horizontale, peu profonde et différentiellement chauffée à ces extrémités. Dans ce cas, il serait possible d'observer une circulation d'air dans le sens de l'écoulement du fluide près de la partie basse du récepteur et dans le sens contraire en partie haute.

Troisièmement, un échange convectif s'établit entre l'enveloppe du récepteur et l'environnement extérieur. L'intensité de cet échange est fonction de la vitesse du vent.

Le modèle présenté ci-après rend compte de ces transferts thermiques.

## **9.4 Modélisation du problème**

### **9.4.1 Description et hypothèses**

Le comportement thermique du récepteur linéaire a été modélisé avec une approche nodale. Les éléments le constituant ont été divisés en plusieurs volumes de contrôle (dans le

sens axial et transversal) en accord avec la discrétisation présentée en section 8.3.1.4. Puis, des bilans d'énergie ont été appliqués à ces volumes. Ces bilans constituent le système d'équations qui modélise le problème.

Les échanges à l'intérieur de la cavité sont majoritairement radiatifs (cf. section 9.2). Ces échanges radiatifs infrarouges rendent le système fortement non linéaire, en raison des températures élevées à la puissance quatre. Par conséquent, le système d'équations doit être résolu avec une méthode itérative. À chaque itération, le système est linéarisé. Il peut alors s'écrire sous la forme matricielle  $A \cdot X = B$ , où  $A$  est une matrice carrée, et  $X$  et  $B$  sont des vecteurs. Ce système linéarisé est résolu directement en inversant la matrice  $A$ . Cette matrice n'a pas de forme particulière (elle n'est ni triangulaire, ni symétrique), car les transferts thermiques sont couplés et les transferts radiatifs entraînent des interactions avec des volumes de contrôle autres que ceux voisins. Par conséquent, il n'est pas possible d'avoir recours à des méthodes de résolution particulières et plus efficaces en termes de temps de calcul. Ainsi, la matrice  $A$  est inversée à l'aide d'une décomposition de type  $LU$ . Typiquement, la durée en temps  $CPU$  de cette procédure d'inversion est proportionnelle à l'ordre de la matrice au carré. C'est la procédure la plus coûteuse en temps de calcul parmi toutes les procédures nécessaires à la résolution du problème. Cette procédure d'inversion est effectuée à chacune des itérations de chaque pas de temps. L'objectif étant de réaliser des simulations sur l'année, et sachant que les pas de temps calculés par la suite sont inférieurs à la minute, il est impératif de réduire l'ordre de la matrice  $A$  afin d'obtenir un temps de simulation annuelle raisonnable. Le modèle présenté ci-après a été développé avec le souci de réduire l'ordre de la matrice  $A$ .

D'un point de vue thermique, les sections du récepteur (discrétisation axiale) sont liées entre elles par les transferts axiaux. Il y a :

- Les transferts radiatifs infrarouges qui ont lieu entre une surface d'un volume de contrôle (surface élémentaire) et toutes les surfaces visibles par celle-ci.
- Le transfert lié à l'écoulement du fluide. Ce transfert s'effectue de proche en proche dans le sens de l'écoulement du fluide.
- Les transferts conductifs qui ont lieu entre volumes de contrôle voisins.

Les transferts radiatifs infrarouges échangés entre une surface d'un volume de contrôle et toutes les surfaces visibles par celle-ci ont été remplacés en faisant une approximation, par un transfert radiatif équivalent échangé uniquement entre les surfaces des volumes de contrôle appartenant à une même section (cf. [Annexe G](#)). Cette approximation permet de découpler d'un point de vue radiatif, les équations définissant les volumes de contrôle qui n'appartiennent pas à la même section.

Restent les transferts conductifs axiaux et ceux liés à l'écoulement du fluide. Ces transferts rendent les équations du problème interdépendantes. *A priori*, ces équations devraient être résolues simultanément. Cependant, l'approche itérative permet de résoudre les équations du problème section par section en avançant dans le sens de l'écoulement et en explicitant les transferts conductifs axiaux. Ces transferts axiaux sont ajustés à chaque itération, afin de respecter l'interdépendance des températures des volumes de contrôle. Cette méthode permet de diviser le temps de simulation d'un facteur égal au nombre de sections comparé à la résolution simultanée de toutes les équations. En effet, en supposant qu'il n'y a qu'une équation par volume de contrôle, il y a au total  $N_s * N_e$  équations ( $N_s$  : nombre de sections et  $N_e$  : nombre de volumes de contrôle par section). Si toutes les équations étaient résolues simultanément le temps de calcul serait proportionnel à  $N_s^2 * N_e^2 * N_{iter}$  ( $N_{iter}$  : nombre d'itérations). Avec la méthode appliquée dans cette étude, ce temps est proportionnel à  $N_s * N_e^2 * N_{iter}$ , puisque dans ce cas la matrice à inverser correspond aux volumes de contrôle appartenant à une seule section.

De plus, cette méthode itérative permet de résoudre d'autres non-linéarités introduites par les propriétés thermophysiques des matériaux. Ces propriétés dépendent des températures et sont ajustées à chaque itération. C'est le cas par exemple, du coefficient d'échange convectif entre le fluide et la paroi interne du tube.

#### 9.4.2 *Approche nodale*

#### 9.4.3 *Discrétisation spatiale et localisation des températures discrète*

En accord avec la discrétisation du modèle optique, le récepteur linéaire a été divisé régulièrement en  $N_s$  sections. Puis dans une section, le tube, le vitrage et le réflecteur secondaire ont été régulièrement subdivisés en  $N_t$ ,  $N_g$  et  $N_r$  volumes de contrôle. L'isolant a été discrétisé de la même façon que le réflecteur secondaire. L'écoulement du fluide est turbulent, ce qui permet de considérer que la température et la vitesse du fluide ne dépendent que de la position axiale. Ainsi, un seul volume de fluide par section a été modélisé. La cavité d'air a été subdivisée en deux volumes de contrôle, un volume en partie haute, siège des cellules convectives ; et un volume en partie basse qui modélise la couche d'air stratifiée où le transfert est conductif. La séparation entre ces deux volumes a été fixée de façon arbitraire sous le tube. La [Figure 52](#) présente les volumes de contrôle obtenus.

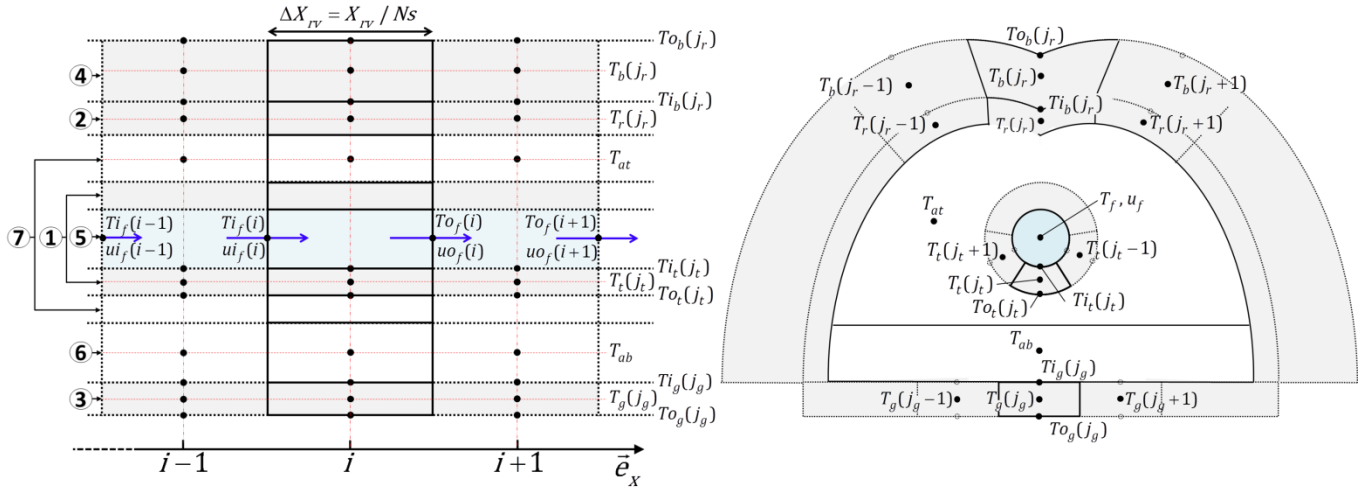


Figure 52 : Maillage du domaine d'étude et localisation des inconnues du problème avec 1/le tube, 2/le réflecteur secondaire, 3/le vitrage, 4/l'isolant thermique, 5/le volume de fluide contenu dans le tube, 6/le volume d'air en partie basse de la cavité et 7/le volume d'air en partie haute de la cavité

Chacun des volumes de contrôle tube, de vitrage et de l'isolant est représenté par trois températures. Il y a deux températures superficielles, l'une affectée au centre de la face intérieure et l'autre au centre de la face extérieure du volume. Ces températures permettent de calculer les transferts convectifs et radiatifs. Il y a une température moyenne interne affectée au centre du volume de contrôle qui rend compte de la chaleur sensible et des transferts conductifs à l'intérieur du volume de contrôle. Pour les volumes de contrôle du réflecteur secondaire et les volumes d'air en partie basse et haute de la cavité, il n'y a qu'une température interne. Pour le fluide, les températures et les vitesses sont localisées et évaluées aux interfaces des volumes de contrôle dans le sens de l'écoulement. La température et la vitesse à l'entrée du volume du fluide sont connues. Au final, le nombre d'inconnues par section vaut :

$$N_e = 3 \times (N_g + N_t + N_r) + N_r + 4$$

#### 9.4.4 Équations régissant le problème

Les équations présentées ci-après sont relatives à un volume de contrôle. Elles représentent son comportement dynamique. Ce volume est identifié par un indice de discrétisation axial noté  $i$  et par un indice de discrétisation transversal noté  $j$ . Pour ne pas surcharger les écritures, ces dépendances spatiales et temporelles ne sont rappelées que si nécessaire.

Les propriétés thermophysiques mises en jeu dans ces équations dépendent de la température. La masse volumique et la capacité calorifique sont représentées par des fonctions linéaires. L'enthalpie est représentée par un polynôme du second degré.



Le comportement du fluide a été modélisé par deux équations. Premièrement, par l'équation de continuité :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial (u \cdot \rho)}{\partial x} = 0 \quad (9.1)$$

Appliquée au volume de contrôle du fluide, cette équation s'écrit :

$$\Delta V \cdot \frac{d\hat{\rho}}{dt} + \Delta V \cdot \frac{\Delta(u \cdot \rho)}{\Delta X_{rv}} = 0 \quad (9.2)$$

Cette équation et les équations présentées ci-après sont écrites sous une forme discrétisée en espace, car elles sont directement appliquées aux volumes de contrôle constituant le récepteur. Ainsi, les grandeurs thermophysiques et les vitesses du fluide sont évaluées localement de façon discrète, elles sont donc indépendantes de l'espace.

Deuxièmement, par l'équation de transport d'enthalpie :

$$\Delta V \cdot \frac{d(\hat{\rho} \cdot \hat{h})}{dt} + \Delta V \cdot \frac{\Delta(u \cdot \rho \cdot h)}{\Delta X_{rv}} + \sum_{j_t=1}^{N_t} \dot{Q}_{cv,t/f}(j_t) = 0 \quad (9.3)$$

Le comportement des autres volumes de contrôle a été modélisé par une équation de diffusion de la chaleur :

$$\hat{\rho} \cdot \hat{c}_p \cdot \Delta V \cdot \frac{dT}{dt} - \dot{Q}_{rd}^{ir} - \dot{Q}_{cv} - \dot{Q}_{cd}^{\perp} = \dot{Q}_{rd}^{vis} + \dot{Q}_{cd}'' \quad (9.4)$$

Les flux connus ou supposés lors de la résolution linéaire sont explicités et apparaissent dans le membre de droite. Les flux inconnus sont implicites et apparaissent dans le membre de gauche. Ces flux sont définis dans les trois sous-sections présentées ci-après.

#### 9.4.4.1 Transfert radiatif

L'équation (9.4) fait apparaître deux types de transferts radiatifs : ceux liés aux rayonnements majoritairement infrarouges ( $\dot{Q}_{rd}^{ir}$ ), et ceux liés aux rayonnements majoritairement visibles ( $\dot{Q}_{rd}^{vis}$ ).

Les transferts radiatifs infrarouges regroupent deux termes :

$$\dot{Q}_{rd}^{ir} = \dot{Q}_{rd}^{net} + \dot{Q}_{rd}^{ext} \quad (9.5)$$

Le premier terme correspond aux transferts radiatifs nets qui s'établissent entre le tube, le réflecteur secondaire et le vitrage, à l'intérieur de la cavité (cf. équation (9.6)). Ce sont les différences entre l'éclairement et la radiosité.

L'on pose  $\Lambda = t, r$  ou  $g$  et  $\Omega = \llbracket 1, N_t \rrbracket \cup \llbracket 1, N_r \rrbracket \cup \llbracket 1, N_g \rrbracket$

$$\dot{Q}_{rd,\Lambda}^{net} = \Delta A_\Lambda \cdot (E_\Lambda - J_\Lambda) \quad (9.6)$$

$J_\Lambda$  est la radiosité, telle que :

$$J_\Lambda = \rho_{\Lambda,opt} \cdot E_\Lambda + \sigma \cdot \varepsilon_{\Lambda,opt} \cdot T_\Lambda^4 \quad (9.7)$$

Où  $\rho_{\Lambda,opt}$  et  $\varepsilon_{\Lambda,opt}$  sont respectivement la réflectivité et l'émissivité optique.  $E_\Lambda$  est l'éclairement reçu par la surface, tel que :

$$E_\Lambda(i, j_\Lambda) = \sum_{m \in \Omega} F_{(i,m) \rightarrow (i, j_\Lambda)} \cdot J_\Lambda(i, m)$$

Les facteurs de forme apparaissant dans cette équation ont été calculés à l'aide du code optique.

Le second terme correspond aux transferts radiatifs échangés entre l'enveloppe extérieure du récepteur et l'environnement extérieur. L'enveloppe extérieure du récepteur comprend les surfaces du vitrage et de l'arrière du récepteur.

$$\dot{Q}_{rd}^{ext} = \sigma \cdot \Delta A_{o_\Lambda} \cdot (T_{ext}^4 - T_{o_\Lambda}^4) \quad \text{avec } \Lambda = g \text{ ou } b \quad (9.8)$$

Les transferts radiatifs visibles sont connus et regroupent également deux termes.

Le premier terme correspond aux flux radiatifs concentrés par les miroirs et absorbés par le tube, le vitrage, le réflecteur secondaire et l'arrière du récepteur. Ces flux sont calculés par le code optique (cf. section 8.5).

$$\dot{Q}_{rd,t}^* \quad , \quad \dot{Q}_{rd,r}^* \quad , \quad \dot{Q}_{rd,g}^* \quad \text{et} \quad \dot{Q}_{rd,b}^* \quad (9.9)$$

Le second terme correspond au rayonnement global absorbé par l'arrière du récepteur.

$$\dot{Q}_{rd}^{sol} \approx G_H \cdot \alpha_b \cdot \Delta A_{o_b} \quad (9.10)$$

#### 1.1.1.1. Transfert convectif

Le flux convectif apparaissant ( $\dot{Q}_{cv}$ ) dans l'équation (9.4) regroupe trois termes.

Le premier terme correspond à l'échange convectif entre le fluide et la surface intérieure du tube :

$$\dot{Q}_{cv,t/f} = h_{cv,t/f} \cdot \Delta A_{i_t} \cdot (\hat{T}_f - T_{i_t}) \quad (9.11)$$

Le coefficient d'échange tube-fluide local est évalué par la corrélation de Gnielinski lorsque l'écoulement est turbulent (cf. équation (9.12)) et par la corrélation proposée par (Incropera et al. 2006) lorsque l'écoulement est laminaire (cf. équation (9.13)), tel que :

si  $3000 \leq Re$  et  $0,5 \leq Pr$  alors

$$h_{cv,t/f} = \frac{k_t}{D_t} \cdot \frac{(f/8) \cdot (Re-1000) \cdot Pr}{1 + 12,7 \cdot \sqrt{f/8} \cdot (Pr^{2/3} - 1)} \quad \text{avec } f = (0,79 \cdot \ln(Re) - 1,64)^{-2} \quad (9.12)$$

sinon

$$h_{cv,t/f} = \frac{k_t}{D_t} \cdot \frac{48}{11} \quad (9.13)$$

La conductivité thermique, le nombre de Reynolds et le nombre de Prandtl sont évalués localement à chaque itération en fonction de la température moyenne du volume de contrôle, tel que  $\hat{T}_f = (Ti_f + To_f)/2$ .

Le second terme correspond à l'échange convectif qui a lieu aux frontières du volume d'air en partie haute de la cavité d'air, en contact avec le tube et du réflecteur secondaire, s'écrit :

$$\dot{Q}_{cv,\Lambda/at}^{int} = h_{cv,\Lambda/at} \cdot \Delta A_{o\Lambda} \cdot (T_{at} - T_{\Lambda}) \quad \text{avec } \Lambda = t \text{ ou } r \quad (9.14)$$

Les coefficients d'échanges convectifs ont été estimés à l'aide des corrélations proposées par (Kuehn and Goldstein 1976) et (Teertstra & Yovanovich, 1998).

Le troisième terme correspond aux échanges convectifs qui s'établissent entre l'enveloppe extérieure du récepteur et l'environnement extérieur.

$$\dot{Q}_{cv,ext} = h_{cv} \cdot \Delta A_{o\Lambda} \cdot (T_{ext} - T_{o\Lambda}) \quad \text{avec } \Lambda = g \text{ ou } b \quad (9.15)$$

Le coefficient d'échange convectif  $h_{cv}$  est évalué par la formule empirique suivante  $h_{cv} = 3,9 \cdot V_w + 5,9$ , où  $V_w$  est la vitesse du vent (Incropera et al. 2006).

### 1.1.1.2. Transfert conductif

L'équation (9.4) distingue les transferts conductifs axiaux échangés entre les sections en amont et en aval ( $\dot{Q}_{cd,\Lambda}''$ ); et les transferts conductifs transversaux échangés entre les volumes de contrôle appartenant à une même section ( $\dot{Q}_{cd}^{\perp}$ ). Numériquement, ces transferts thermiques s'établissent entre les températures internes du volume considéré et des volumes lui étant contigus, et ce à travers les surfaces mitoyennes.

Pour les transferts axiaux, l'on pose  $\Lambda = t, r, g, at, ab \text{ ou } b$ .

$$\dot{Q}_{cd,\Lambda} = \frac{\Delta A_{X_\Lambda}}{\Delta X_{rv}} \cdot \left[ k_\Lambda(i+1/2) \cdot (T_\Lambda(i+1) - T_\Lambda(i)) + k_\Lambda(i-1/2) \cdot (T_\Lambda(i-1) - T_\Lambda(i)) \right] \quad (9.16)$$

La conductivité thermique  $k_\Lambda$  dépend de la température.

Les transferts transversaux regroupent trois termes.

Le premier terme correspond aux transferts qui ont lieu entre les volumes de contrôle d'un même élément, où l'on pose  $\Lambda = t, r, g$  ou  $b$  :

$$\dot{Q}_{cd,\Lambda} = \frac{\Delta A_{S_\Lambda}}{\Delta S_\Lambda} \cdot \left[ k_\Lambda(j_\Lambda + 1/2) \cdot (T_\Lambda(j_\Lambda + 1) - T_\Lambda(j_\Lambda)) + k_\Lambda(j_\Lambda - 1/2) \cdot (T_\Lambda(j_\Lambda - 1) - T_\Lambda(j_\Lambda)) \right] \quad (9.17)$$

Le second terme correspond au flux conductif échangé entre le volume d'air en partie haute de la cavité et la surface intérieure du vitrage, et ce à travers le volume d'air en partie basse de la cavité.

$$\dot{Q}_{cd,at/g} = \frac{\Delta A_{i_g} \cdot k_{ab}}{Z_{ab}} \cdot (T_{i_g} - T_{at}) \quad (9.18)$$

Le troisième terme correspond aux transferts ont lieu entre le vitrage et le réflecteur secondaire, et entre le réflecteur secondaire et l'isolant (cf. équation (9.19)).

$$\dot{Q}_{cd,r/\Lambda} = U_{r/\Delta} \cdot \Delta A_\Lambda \cdot (T_\Lambda - T_r) \quad \text{avec } \Lambda = g \text{ ou } b \quad (9.19)$$

### 1.1.1.3. Conditions du fluide à l'entrée du récepteur

La température et la vitesse du fluide caloporteur à l'entrée du récepteur sont imposées à chaque pas de temps.

$$\forall t \in \mathbb{R}^+, \quad u_{i_f}(t,1) = u_0(t) \quad \text{et} \quad T_{i_f}(t,1) = T_0(t) \quad (9.20)$$

### 1.1.1.4. Discrétisation temporelle

Les équations (9.2), (9.3) et (9.4) font intervenir des dérivées par rapport au temps. Ces trois équations peuvent s'écrire sous la forme suivante :

$$\frac{dT}{dt} = G(t) + B \quad (9.21)$$

Où  $G$  est une fonction regroupant tous les termes qui dépendent des températures et du temps via l'équation (9.20) et  $B$  regroupe le reste des termes. Ces équations ont été discrétisées par rapport au temps à l'aide d'un schéma de Crank-Nicholson, tel que :

$$\frac{T^{n+1} - T^n}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot (G^{n+1} + G^n) + B \quad (9.22)$$

À ce stade, les inconnues du problème sont :

$uO_f^{n+1}$	$TO_f^{n+1}$	$T_t^{n+1}$	$Ti_t^{n+1}$	$TO_t^{n+1}$	$T_{at}^{n+1}$	$T_{ab}^{n+1}$
$Ti_g^{n+1}$	$TO_g^{n+1}$	$T_g^{n+1}$	$T_r^{n+1}$	$Ti_b^{n+1}$	$TO_b^{n+1}$	$T_b^{n+1}$

Tableau 15 : Inconnues du problème après l'étape de discrétisation temporelle

### 1.1.1.5. Substitution de certaines températures

Pour réduire le nombre d'inconnues du système d'équations à résoudre, une des trois températures associées aux volumes de contrôle du tube, du vitrage et de l'isolant est considérée comme inconnue principale. Les deux autres températures lui sont reliées par l'intermédiaire d'écart de température (Figure 53). Ces écarts de température faibles sont explicités et réévalués à chaque itération.

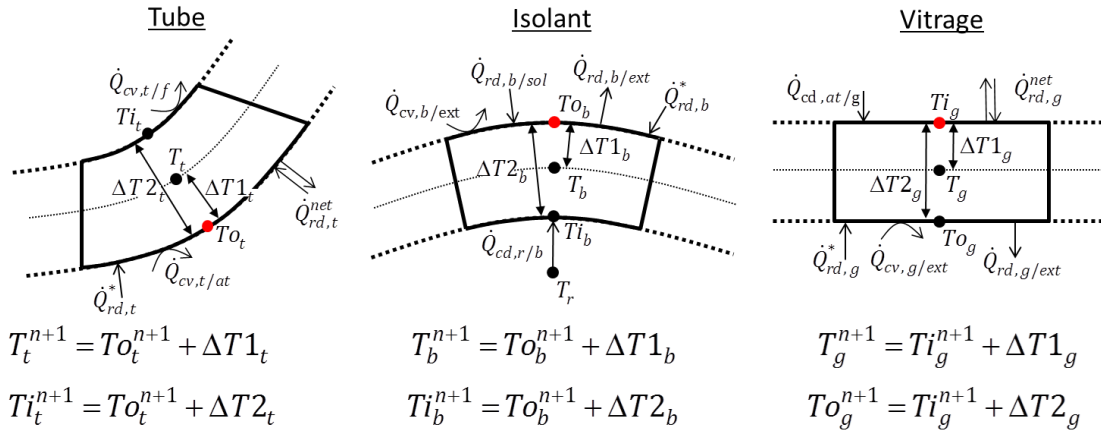


Figure 53 : Écarts de températures dans le tube, le vitrage et l'isolant

Ces différences de température ont été obtenues en réalisant des bilans d'énergie sur les nœuds correspondant aux températures. Par hypothèse, la température interne du tube et du vitrage est placée à mi-épaisseur. De la même manière, la température interne de l'isolant est placée à quart-épaisseur par rapport à la surface intérieure. Ces positions permettent de calculer les transferts conductifs.

Après substitution, les inconnues du problème se réduisent à :

$$uO_f^{n+1}, TO_f^{n+1}, TO_t^{n+1}, T_{at}^{n+1}, T_{ab}^{n+1}, Ti_g^{n+1}, T_r^{n+1} \text{ et } TO_b^{n+1}$$

#### 1.1.1.6. Condition de stabilité numérique : Condition CFL

Pour stabiliser la résolution du problème d'un point de vue numérique, le pas de temps est ajusté en fonction de la condition CFL appliquée à l'écoulement du fluide, tel que :

$$\Delta t = \frac{Co \cdot \Delta X_{rv}}{u0} \quad (9.23)$$

La condition CFL a été imposée par rapport à la vitesse du fluide caloporteur à l'entrée du récepteur. Cette vitesse peut tendre vers zéro, mais elle n'est jamais nulle. Le nombre de Courant  $Co$  a été fixé à 1 après quelques essais.

#### 9.4.5 Résolution du problème

Les équations et leur résolution présentée ci-après sont relatives à un pas de temps. L'objectif est de déterminer l'état du système à l'instant  $n+1$ , en fonction :

- de l'état du système à l'instant  $n$ ,
- des sollicitations météorologiques,
- des conditions d'entrée du fluide caloporteur.

##### 9.4.5.1 Linéarisation des équations

Les expressions des flux radiatifs et des propriétés thermophysiques utilisées introduisent des non-linéarités dans les équations à résoudre. Toutes les températures excepté celles de l'air dans la cavité ont été linéarisées de la façon suivante :

$$\forall a \in \mathbb{R}, \left( T^{n+1} \right)^a \underset{\varepsilon \rightarrow 0}{\approx} \tilde{T}^a \cdot (1 + a \cdot \varepsilon) \quad (9.24)$$

Où  $\tilde{T}$  est la température supposée de  $T^{n+1}$ , solution du système. Cette température supposée est réactualisée à chaque itération. L'écart relatif  $\varepsilon$  tend vers zéro, quand la température supposée tend vers la température solution du problème.

Après linéarisation, les inconnues du problème sont :

$$u0_f^{n+1}, \varepsilon_f, \varepsilon_t, T_{at}^{n+1}, T_{ab}^{n+1}, \varepsilon_g, \varepsilon_r \text{ et } \varepsilon_b$$

##### 9.4.5.2 Constitution du système d'équations linéaires

Le système d'équations modélisant les échanges thermiques dans une section est constitué de :

- 1) l'équation du bilan radiatif (9.7) de chaque volume de contrôle du tube, du vitrage et du réflecteur secondaire.

- 2) l'équation de transport de l'enthalpie pour le fluide (9.3).
- 3) l'équation du bilan de chaleur de chaque volume de contrôle du tube, du vitrage, du réflecteur secondaire, de l'isolant thermique et des volumes d'air en partie haute et basse de la cavité (9.4).

Ainsi, la taille de ce système vaut :  $N_{tot} = 2N_t + 2N_g + 3N_r + 3$ .

La vitesse du fluide en sortie de section à l'instant n+1 (cf. équation (9.2)), les transferts conductifs axiaux (9.16) et les différences de température présentées en section 1.1.1.5 sont résolues en dehors de ce système à chaque itération (cf. *infra*).

Le système linéarisé peut s'écrire sous forme matricielle :

$$\forall i \in \llbracket 1, Ns \rrbracket, \quad A(i)_{\Delta T, \tilde{T}, u_f} \cdot X(i) = B(i)_{\Delta T, \tilde{T}, u_f, T^n, J^n} \quad (9.25)$$

Où  $A \in \mathcal{M}_{N_{tot}, N_{tot}}(\mathbb{R})$ ,  $X \in \mathcal{M}_{N_{tot}, 1}(\mathbb{R})$  et  $B \in \mathcal{M}_{N_{tot}, 1}(\mathbb{R})$ .  $X$  est le vecteur regroupant les inconnus du système, tel que :

$$X(i) = \left[ J_t^{n+1}, J_r^{n+1}, J_g^{n+1}, \varepsilon_f, \varepsilon_t, \varepsilon_r, \varepsilon_g, \varepsilon_b, T_{at}^{n+1}, T_{ab}^{n+1} \right] \quad (9.26)$$

La matrice  $A$  est inversée à chaque pas de temps à l'aide d'une décomposition  $L.U.$ . Ainsi, la résolution du vecteur  $X$  est directe, telle que :  $X(i) = A(i)_{\Delta T, \tilde{T}, u_f}^{-1} \cdot B(i)_{\Delta T, \tilde{T}, u_f, T^n, J^n}$ .

#### 9.4.5.3 Procédure de résolution itérative

La résolution globale du problème, c'est-à-dire les résolutions des champs de température et du profil de vitesse à l'instant n+1, est obtenue lors de la convergence de deux suites récurrentes,  $(X(i)_k)_{k \in \mathbb{N}}$  et  $(\tilde{T}(i)_k)_{k \in \mathbb{N}}$ , telles que :

$$\begin{cases} \tilde{T}(i)_0 = T^n(i) \\ X(i)_{k+1} = A(i)_k^{-1} \cdot B(i)_k \\ \tilde{T}(i)_{k+1} = \tilde{T}(i)_k \cdot (1 + \varepsilon(i)_k) \\ T^{n+1}(i) = \tilde{T}(i)_{k+1} \end{cases} \quad (9.27)$$

La matrice  $A_k$  et le vecteur  $B_k$  sont définis en fonction :

- 1) des champs de température et de vitesse évaluée à l'instant n ;
- 2) des champs de température supposé et évalué au pas d'itération k ;
- 3) du champ de vitesse à l'instant n et n+1 ;
- 4) des propriétés thermophysiques moyennes calculées à partir des champs de température évalués à l'instant n et n+1 ;

- 5) des transferts conductifs longitudinaux calculés à partir des champs de température évalués à l'instant  $n+1$  ;

Définition du critère de convergence des suites :

Le critère de convergence est défini à partir des vecteurs solutions  $X(i)$  évalués aux pas d'itération  $k$  et  $k+1$ . Pour chaque section et à partir de ces deux vecteurs, le vecteur « erreur » noté  $\Delta X(i)_{k+1}$  a été défini, tel que :

Pour les radiosités :

$$\Delta J(i)_{k+1} = J(i)_{k+1}^{n+1} - J(i)_k^{n+1}$$

Pour les écarts relatifs :

$$\Delta \varepsilon(i)_{k+1} = \tilde{T}(i)_{k+1} - \tilde{T}(i)_k = \tilde{T}(i)_k \cdot \varepsilon(i)_{k+1}$$

Pour les températures des volumes d'air en partie haute et basse de la cavité :

$$\Delta T(i)_{k+1} = T(i)_{k+1}^{n+1} - T(i)_k^{n+1}$$

Les éléments des vecteurs « erreur » sont notés  $(\Delta X_{i,j})_{1 \leq i \leq N_s, 1 \leq j \leq N_e}$ , où  $N_e$  est le nombre d'éléments du vecteur erreur.

Ensuite, la norme  $L_2$  (c.-à-d. la norme euclidienne) est appliquée aux vecteurs « erreurs » de chaque section :

$$\|\Delta X(i)\|_2 = \sqrt{\sum_{1 \leq j \leq N_e} \Delta X_{i,j}^2} \quad (9.28)$$

À la fin de chaque itération, la valeur maximum de cette norme (évalué sur l'ensemble des sections) est utilisée pour définir le critère de convergence des suites récurrentes présentées par l'équation (9.27). Pour mieux comprendre, la résolution de ce problème à chaque pas de temps est présente sous une forme pseudo-algorithmique ci-après.

*Time := Début de simulation ;*

**{Initialisation}**

*Champs de température de tous les éléments du récepteur initialisés à  $T_{ext}$  ;*

*Champ de vitesse du fluide initialisé à zéros ;*

**Répéter {Boucle sur le temps}**

*Détermination des sollicitations météorologiques ( $T_{ext}$ ,  $V_w$ , et  $\dot{Q}_{rd}^*$ ) ;*

*Détermination des conditions du fluide à l'entrée du récepteur ( $u0_f$  et  $T0_f$ ) ;*

*Calcul du pas de temps en fonction de la condition CFL ;*



{Résolution itérative des champs de température et de vitesse pour l'instant Time + Δt.}

{Initialisation}

$k := 0;$

$\forall (i, j) \in \llbracket 1, N_S \rrbracket \times \llbracket 1, N_E \rrbracket, \tilde{T}(i, j)_0 = T^n(i, j);$

**Répéter** {Boucle d'itération}

$\forall (i, j) \in \llbracket 1, N_S \rrbracket \times \llbracket 1, N_E \rrbracket, \text{évaluation de } \dot{Q}_{cd}^{\prime\prime}(i, j)^{n+1};$

$\forall i \in \llbracket 1, N_S \rrbracket, \text{évaluation de } uO_f(i)^{n+1};$

**Pour**  $i$  allant de 1 à  $N_S$  {Boucle de parcours du récepteur sur sa longueur}

$X(i)_{k+1} = A(i)_k^{-1} \cdot B(i)_k;$

$\tilde{T}(i, j)_{k+1} = \tilde{T}(i, j)_k \cdot (1 + \varepsilon(i, j)_k);$

$T^{n+1}(i, j) = \tilde{T}(i, j)_{k+1};$

$\Delta X(i)_{k+1} = X(i)_{k+1} - X(i)_k;$

Calcul de  $\|\Delta X(i)\|_2;$

**Fin**

$k := k + 1;$

**Jusqu'à**  $\max_{1 \leq i \leq N_S} \|\Delta X(i)\|_2 < \text{Tolérance}$

$\text{Time} := \text{Time} + \Delta t;$

**Jusqu'à**  $\text{Time} \geq \text{Fin de simulation};$

La Figure 54 illustre le processus d'itération d'une température supposée convergant vers la température solution du problème à l'intérieur d'un pas de temps.

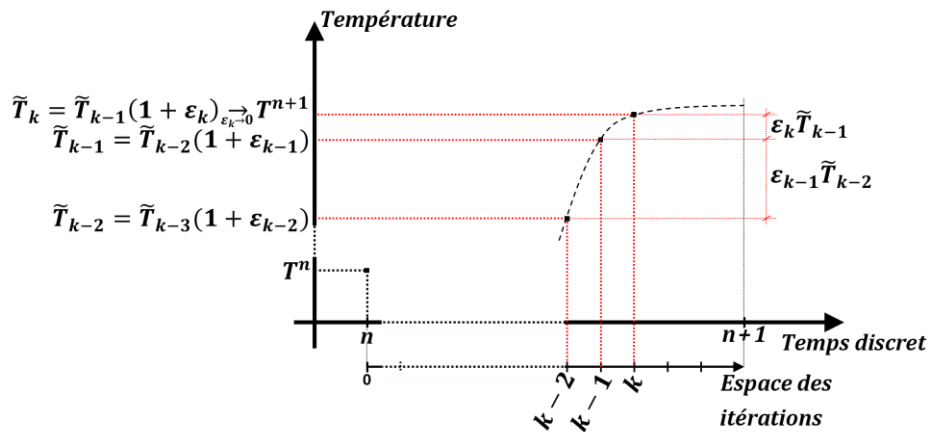


Figure 54 : Processus d'itération des températures supposées

## 9.5 Contrôle-commande du capteur linéaire de Fresnel

Le contrôle-commande du capteur présenté dans cette section a été mise en place afin d'obtenir une première évaluation du productible annuel de la centrale modélisée dans cette

étude. L'objectif principal est de commander le capteur pour que la température du fluide caloporteur en sortie du champ de capteurs, soit aussi proche que possible de sa température, de consigné fixée à 573 K (soit la température nominale du fluide à l'entrée du générateur de vapeur de la machine *ORC*). En dehors de la phase de démarrage du matin et des passages nuageux, l'état thermique du récepteur linéaire est quasi-stable. Ainsi la température de sortie du fluide caloporteur est contrôlée en boucle fermée. Cependant, la phase de démarrage et les passages nuageux induisent des effets transitoires non négligeables. Ces effets transitoires peuvent provoquer des dépassements de la température du fluide caloporteur au-dessus de ces températures limites « bulk » et de « film ». Pour éviter cela, lors de ces phases la température de sortie du fluide caloporteur est contrôlée en boucle ouverte. Le non dépassement de ces températures limites a été vérifié *a posteriori* lors de la simulation de journées où le profil du rayonnement solaire direct normal est extrême (cf. section 9.6.1). La suite de cette section présente le contrôle-commande du capteur au cours de la journée et les procédures de régulation utilisées.

#### 9.5.1 *Fonctionnement du capteur au cours d'une journée*

Le débit de la pompe et la focalisation des miroirs sont commandés afin de contrôler la température du fluide caloporteur. Le modèle de la pompe est caractérisé par un débit minimal, maximal et nominal. L'évolution du débit de la pompe est modélisée par une exponentielle associée à différentes constantes de temps caractérisant différentes phases de fonctionnement (accélération ou décélération). La focalisation des miroirs est une commande « Tout-Ou-Rien », soit tous les miroirs sont focalisés sur le récepteur linéaire soit aucun ne l'est. Il n'y a pas d'états intermédiaires.

Le fonctionnement du capteur au cours de la journée peut se décomposer en quatre phases principales :

- 1) Phase de **démarrage** du matin ;
- 2) Phase de fonctionnement **normal** ;
- 3) Phase de fonctionnement lors de **passages nuageux** ;
- 4) Phase d'**arrêt** en fin de journée ;

Le GRAFCET en [Figure 55](#) présente ces différentes phases de fonctionnement s'enchaînant de façon séquentielle.

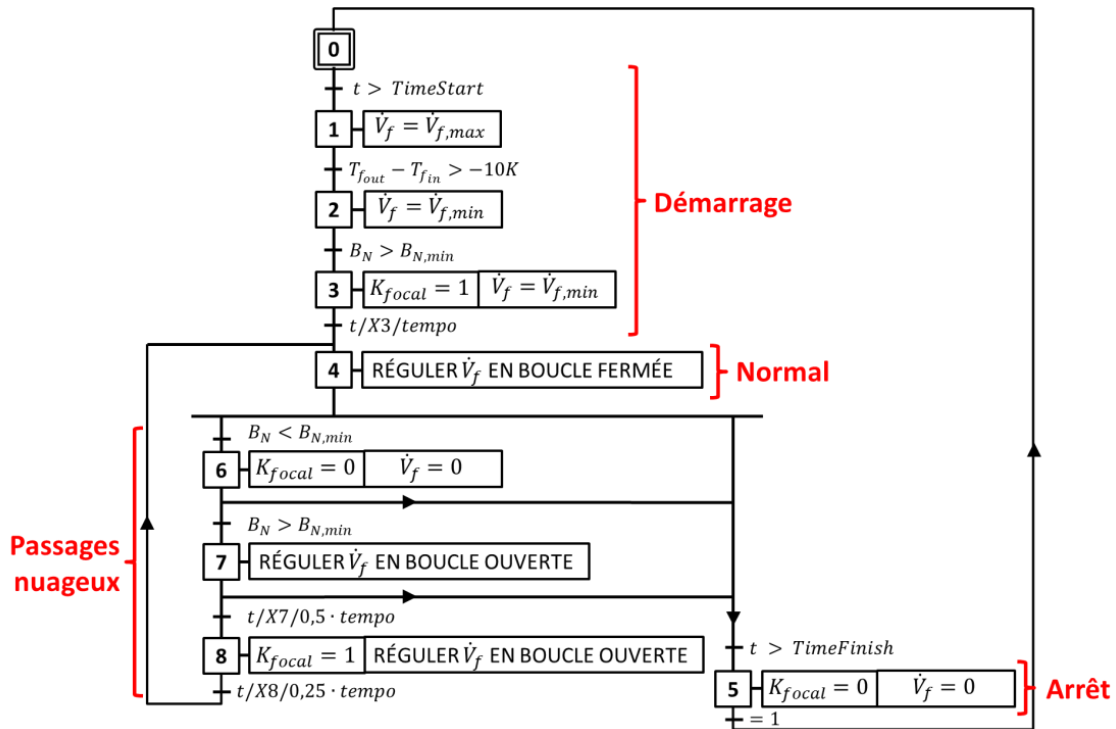


Figure 55 : GRAFCET du fonctionnement du capteur

Le matin, avant la mise en fonctionnement de la centrale, le champ de capteur est à température ambiante, les miroirs ne sont pas focalisés ( $K_{focal} = 0$ ), le stock « froid » est plein et le stock « chaud » est vide. La température du fluide caloporteur dans le stock « froid » est supposée uniforme et elle est fixée, par hypothèse, à la température nominale de sortie du générateur de vapeur de la machine ORC (393 K).

Au démarrage, la pompe fonctionne à débit maximal afin de préchauffer le champ de capteurs avec le fluide contenu dans le stock « froid » (**étape 1**). Dès que la différence de température du fluide entre l'entrée et la sortie du champ de capteur est supérieure à 10 K (valeur fixée arbitrairement), le débit de la pompe est réduit à sa valeur minimum (**étape 2**). Lorsque le rayonnement direct normal est supérieur à une valeur seuil fixée arbitrairement à  $120 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ , les miroirs sont focalisés sur le récepteur tout en maintenant un débit minimum de fluide caloporteur pendant un temps égal au temps de parcours du fluide le long du champ de capteurs (**étape 3**). Puis, le capteur passe en fonctionnement normal. Le débit est commandé en boucle fermée afin de réguler la température du fluide en sortie du champ de capteur et d'éviter un dépassement en température (cf. section 9.5.2.1). Ensuite, deux événements peuvent se produire : soit l'heure de fin de production est atteinte (**étape 5**), soit un passage nuageux est détecté. Pour les passages nuageux, on suppose que la diminution du rayonnement direct se produit de façon uniforme sur l'intégralité du champ de miroirs. Lorsqu'un passage nuageux est détecté, la pompe est arrêtée et les miroirs sont défocalisés (**étape 6**). Puis, lorsque le

rayonnement direct est à nouveau supérieur à sa valeur seuil, le débit est régulé en boucle ouverte afin de prévenir une éventuelle réapparition trop brusque du Soleil qui pourrait entraîner des surchauffes et dégrader le récepteur (**étapes 7 et 8**) (cf. section 9.5.2.2). Les temporisations qui apparaissent sur le GRAFCET sont liées au temps de parcours du fluide dans le champ de capteur.

## 9.5.2 Régulation du débit de la pompe

### 9.5.2.1 Boucle ouverte

Lors de passages nuageux, le débit de la pompe est régulé en boucle ouverte. Le seul objectif du contrôle-commande est alors d'éviter que la température du fluide caloporteur ne dépasse ses valeurs limites. Pour cela, le débit de la pompe suit une loi de commande linéaire passant par le point de fonctionnement nominal du champ de capteurs (cf. équation (9.29)). Ce point de fonctionnement est déterminé de façon empirique lors de la simulation d'une journée parfaitement ensoleillée.

$$\dot{V}_f(t + \Delta t) = \frac{\dot{V}_{f_{nom}}}{B_{N_{nom}}} \cdot B_N(t) \quad (9.29)$$

Cette régulation est peu précise, mais elle est rapide et stable. Elle permet d'éviter le cas où le rayonnement direct est important et le débit du fluide caloporteur trop faible.

### 9.5.2.2 Boucle fermée

En fonctionnement normal, le débit est régulé en boucle fermée pour asservir la température du fluide caloporteur en sortie du champ de capteur. L'objectif est de maintenir la température du fluide caloporteur en sortie du champ de capteur aussi proche de sa valeur de consigne que possible. Cette régulation prend en compte le temps de parcours du fluide dans le champ de capteur, car l'effet sur la température de sortie d'une variation du débit ne s'observe qu'après un délai important. Par conséquent, la régulation ne se fait pas sur la valeur présente de la température de fluide en sortie, mais sur une valeur supposée qu'aura cette température après son temps de parcours dans le circuit. Cette température est anticipée par extrapolation linéaire à partir du calcul actuel de la température du fluide en sortie de circuit et d'un calcul précédent de cette température stocké en mémoire. La [Figure 56](#) présente, à l'aide d'un schéma-bloc, la régulation en boucle fermée de la température du fluide en sortie de circuit.

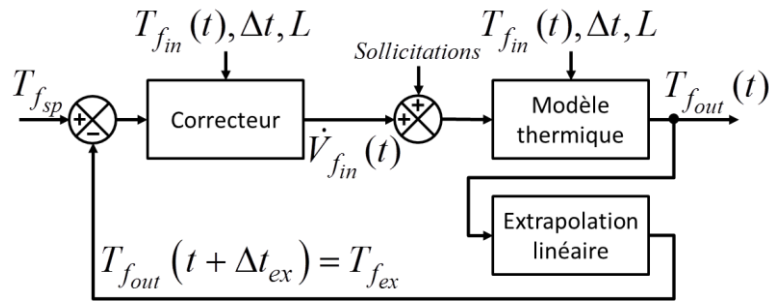


Figure 56 : Schéma-bloc : régulation en boucle fermée pour des conditions de ciel clair

Le correcteur calcule la prochaine valeur du débit à l'entrée du circuit selon l'équation suivante :

$$\dot{V}_{f_{in}}(t + \Delta t) = e^{-a} \cdot \dot{V}_{f_{in}}(t) + (1 - e^{-a}) \cdot \dot{V}_{f_{in}}(t) \cdot \frac{T_{f_{ex}} - T_{f_{in}}(t)}{T_{f_{sp}} - T_{f_{in}}(t)} \quad \text{avec } a = \frac{0,25 \cdot \Delta t}{L/u_{f_{in}}} \quad (9.30)$$

Où  $L$  est la longueur du circuit et  $u_{f_{in}}$  est vitesse à l'entrée du circuit.

Cette équation impose un amortissement de la régulation afin de tenir compte du long temps de parcours du fluide dans le circuit. Le coefficient qui apparait dans la constante de temps  $a$ , a été déterminé après plusieurs essais.

### 9.5.2.3 SOLIFRE : l'implémentation orientée objet du modèle

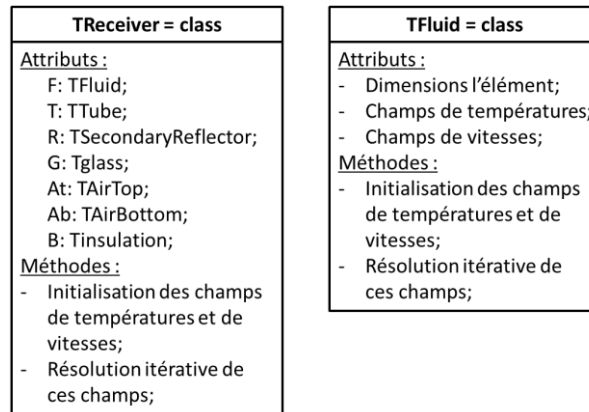
Le modèle dynamique de récepteur linéaire a été implémenté dans l'environnement de développement intégré *DELPHI*, propriété d'Embarcadero. Le langage utilisé est propre à *DELPHI* et porte le même nom. C'est une évolution du langage Pascal Objet. Le code obtenu a été baptisé *SOLIFRE* pour *SOLar LInear Fresnel REceptor*. *SOLIFRE* a été rédigé en exploitant les possibilités de l'allocation dynamique en mémoire et de la programmation orientée objet (l'encapsulation, l'instanciation et le polymorphisme). Une classe a été créée pour définir chacun des éléments du récepteur présentés en Figure 51. Le contenu de ces classes est similaire. De façon générale, chaque classe contient (ou encapsulent) les attributs suivants :

- Les champs de température à l'instant  $n$  et  $n+1$ ,
- Les champs de température supposée,
- Les champs de vitesse à l'instant  $n$  et  $n+1$  (pour le fluide),
- Les dimensions de l'élément.

Et les méthodes suivantes :

- Les fonctions permettant de calculer les dimensions des volumes de contrôle en fonction des paramètres de discrétisation,
- Les propriétés thermophysiques des éléments définis en fonction de la température.

Ces classes (*TFluid* p.ex.) ont été regroupées (ou encapsulées) dans une seule classe appelée *TReceiver* afin de pouvoir modéliser, par instantiation, un récepteur. Les méthodes associées à la classe *TReceiver* sont les fonctions et les procédures qui permettent de réaliser la résolution du problème présentée en section 9.4.5.3. La Figure 57 présente schématiquement classe *TReceiver* permettant de modéliser le récepteur, et la classe *TFluid* permettant de modéliser le volume de fluide dans le récepteur.



**Figure 57 : Illustration schématique des classes permettant de modéliser le récepteur et le fluide**

Cette structure de code permet de créer (ou de modéliser) par instantiation et de façon dynamique autant de récepteurs que l'on souhaite. Cela permet de modéliser facilement un champ de capteur composé de plusieurs récepteurs. Chacun de ces récepteurs peut avoir des dimensions différentes.

## 9.6 Résultats

### 9.6.1 Influence de la discrétisation du tube sur la production de chaleur et sur les températures du fluide

L'objectif étant de simuler la quantité de chaleur produite par le champ de capteurs, l'influence de la discrétisation angulaire du tube sur la chaleur produite a été étudiée. Pour cela, la configuration finale du champ de capteurs a été modélisée, à savoir deux lignes de capteurs en série. Chaque ligne mesure 250 m de long et possède les dimensions présentées en [Annexe D](#). La discrétisation axiale du récepteur a été fixée arbitrairement à 80 sections (soit des sections longues de 3,125 m) et le tube a été discrétisé angulairement en 1, 2, 4 et 8. Ensuite, pour chaque valeur de discrétisation angulaire, la chaleur totale transportée par le fluide (cf. équation (9.3) : second terme du membre de gauche) a été simulée sur une journée parfaitement ensoleillée (le 02 janvier 2011) et une journée avec ensoleillement direct fortement intermittent (le 23 février 2011). Ces simulations ont été réalisées avec une température de consigne du fluide fixée à 573 K, comme pour la centrale de Saguero (cf. section 3.1). Sur ces deux journées, l'écart relatif

entre la chaleur journalière transportée par fluide pour la discrétisation angulaire la plus fine ( $N_t = 8$ ) et la plus grossière ( $N_t = 1$ ) est inférieur à 0,5 %. Ainsi, la simulation de la chaleur transportée par le fluide est peu dépendante de la discrétisation angulaire du tube.

Bien qu'il ne soit pas nécessaire de discrétiser angulairement le tube pour évaluer avec une bonne précision la chaleur transportée par le fluide ; il faut vérifier avec une discrétisation plus fine, que les températures maximum atteintes par le fluide restent inférieures aux valeurs limites préconisées par le fabricant. Les températures à vérifier sont la température de « film » et la température « bulk » (cf. section 7.2.2). La valeur limite de la température de « film » vaut 616 K. La valeur limite de la température « bulk » vaut 589 K. Ces températures ont été simulées dans les mêmes conditions que précédemment. La Figure 58 présente les valeurs maximum atteintes par la température de « film » et la température « bulk » le long champ de capteur au cours de la journée. Une première série de simulations a été effectuée sans discrétisation angulaire (traits en noir). Une seconde série a été effectuée avec une discrétisation angulaire en 8 éléments (traits en rouge). Les traits discontinus horizontaux en bleu représentent (du bas vers le haut) la température de consigne (573 K), la température limite « bulk » et la température limite de « film ». Les valeurs maximums des températures « bulk » simulées sont quasiment indépendantes du niveau de discrétisation angulaire, contrairement aux valeurs maximales des températures de « film ». Sur ces deux journées, considérées comme extrêmes, la température de « film » et température « bulk » reste inférieure à leurs valeurs limites. Cela illustre le bon fonctionnement du contrôle-commande.

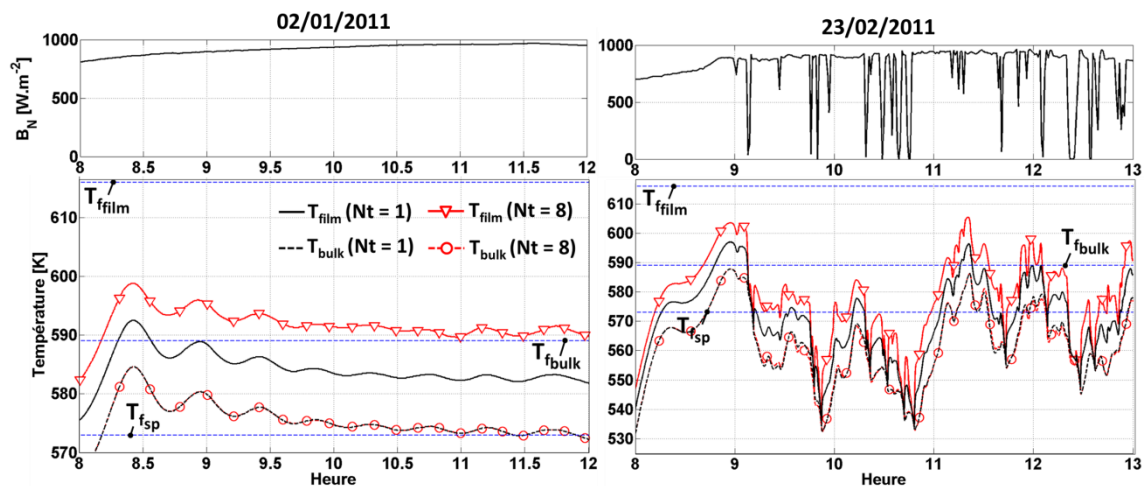


Figure 58 : Températures de « film » et « bulk » maximum atteintes par le fluide pour  $N_t = 1$  et  $N_t = 8$

Au regard de ces résultats, pour la simulation du productible annuel de la centrale le récepteur linéaire a été discrétisé uniquement dans la direction axiale en 80 sections

La Figure 59 présente les résultats de la simulation la journée du 13 janvier 2011 avec la configuration retenu pour la simulation du productible annuel.

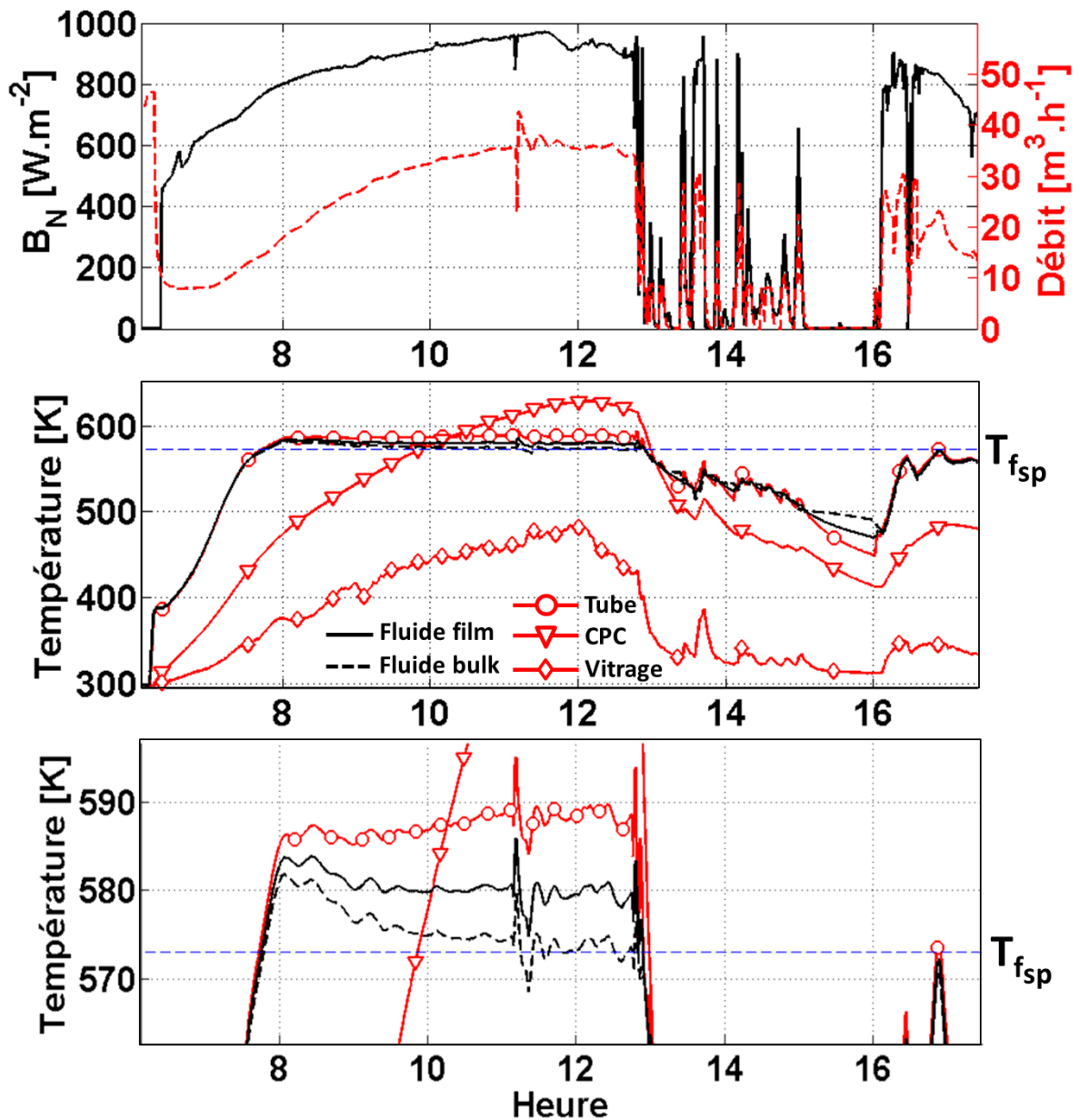


Figure 59 : Simulation du 13 janvier 2011 avec  $N_s = 80$ ,  $N_t = 1$ ,  $N_g = 1$  et  $N_r = 1$

Le débit maximal du fluide avoisine  $35 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ , soit une vitesse d'environ  $0,9 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ . Le trait discontinu noir correspond à la température « bulk » du fluide en sortie de circuit ( $T_{f_{out}}$ ). Vers 8 h, il y a un dépassement de cette température qui est suivie par de faibles oscillations pour tendre vers sa température de consigne ( $T_{fsp}$ ). Les courbes relatives au « film » du fluide, au tube, au CPC (réflecteur secondaire) et au vitrage correspondent aux températures locales maximales atteintes par ces éléments tout au long du circuit.



### 9.6.2 Influence des paramètres de discrétisation sur les températures du récepteur linéaire

Les discrétisations des éléments constituant le récepteur linéaire dans les directions transversales à l'écoulement du fluide n'ont pas d'influence sur la simulation de la chaleur transportée par le fluide. Par contre, ces discrétisations ont une influence sur la simulation des températures locales des éléments du récepteur. Pour étudier les possibles dégradations des éléments du récepteur, il est nécessaire d'évaluer avec précision les températures locales de ces éléments. Par exemple, une température trop élevée du réflecteur secondaire peut dégrader son état de surface et donc son coefficient de réflectivité optique. L'ordre du système matriciel à résoudre (cf. équation (9.25)) augmente avec le niveau de discrétisation transversale du récepteur. Par conséquent, le temps de simulation augmente également. Il y a donc un compromis entre la précision des températures locales simulées et le temps de simulation. D'autre part, pour chaque élément il y a probablement un seuil minimum de discrétisation au-delà duquel les températures locales ne sont plus sensibles à l'augmentation du niveau de discrétisation.

L'objectif de l'étude présentée ci-après est de déterminer les seuils minimums des paramètres de discrétisation transversale du tube, du réflecteur secondaire et du vitrage ; et de déterminer les indices de sensibilité de ces paramètres. Pour ce faire, ces trois paramètres ont été associés à un ensemble fini de valeurs discrètes, tel que :

$$N_t \in [1, 2, 4, 8], N_r \in [1, 2, 4, 6, 12] \text{ et } N_g \in [1, 3, 6] \quad (9.31)$$

Puis, les soixante combinaisons de ces trois paramètres ont été simulées. Ces simulations ont été effectuées avec deux lignes de récepteur en série (configuration finale de la centrale) et 80 sections par lignes. La journée parfaitement ensoleillée du 02 janvier 2011 a été simulée. Ces calculs ont été effectués sur un ordinateur équipé d'un processeur Intel® Core™ i7-2640 @ 2.80GHz. La Figure 60 présente les temps de simulation CPU de cette journée pour ces 60 combinaisons, en fonction de la taille du système d'équations relatif à une section (cf. section 9.4.5.2) :

$$N_{tot} = 2N_t + 2N_g + 3N_r + 3$$

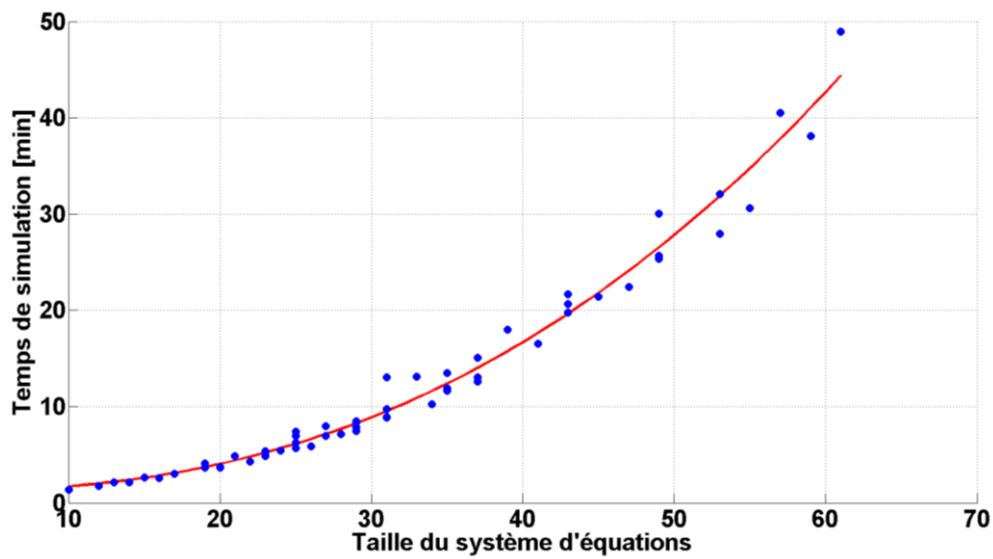


Figure 60 : Temps de calcul en fonction de la taille du système d'équations relatif à une section

Le temps de simulation de cette journée croît rapidement avec la taille du système. La régression du nuage de points obtenue est de la forme  $y = a \cdot x^b + c$ , l'exposant  $b$  vaut 2,4.

Les températures locales maximum atteintes le long du récepteur et au cours de la journée, par la surface extérieure du tube, le réflecteur secondaire et la surface intérieure du vitrage ont été tracés en fonction du paramètre de discrétisation qui leur est associé (cf. Figure 61).

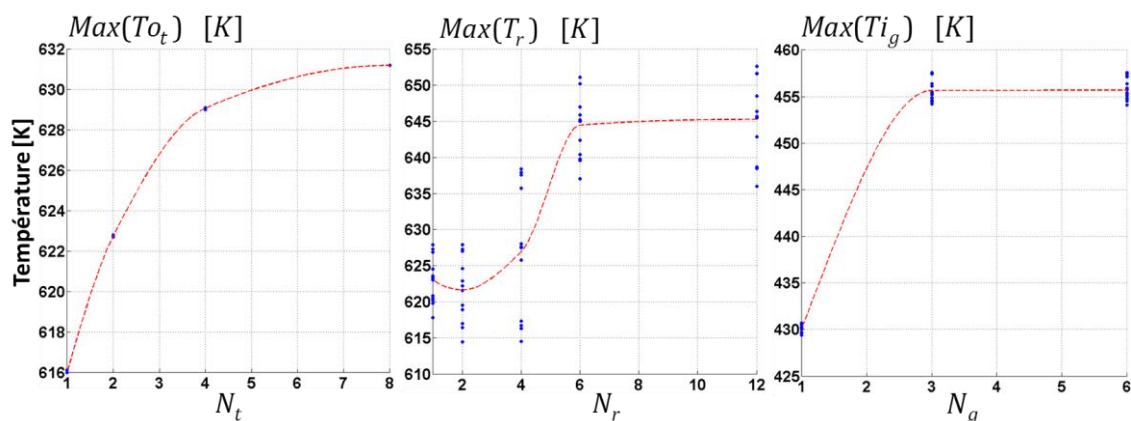


Figure 61 : Températures maximales en fonction des paramètres de discrétisation

Où les points bleus correspondent aux résultats des 60 simulations effectuées et les traits rouges en pointillé sont une estimation des valeurs moyennes prise par ces points.

La Figure 61 apporte trois types d'information.

Premièrement, l'écart de température entre le niveau de discrétisation le plus faible et le plus élevé est non négligeable pour chacun des éléments. Pour la surface intérieure du tube cet écart vaut environ 15 K, pour les réflecteurs secondaires environ 40 K et pour le vitrage environ 30 K.

Deuxièmement, la dispersion des paquets de points correspondant à une abscisse commune, autour de leur valeur moyenne traduit une dépendance de la sortie (température locale maximum), vis-à-vis des autres entrées étudiées (paramètres de discrétisation). Ainsi, la température maximum du tube semble ne dépendre que du paramètre de discrétisation du tube. De même pour le vitrage, mais dans une moindre mesure. En revanche, la température maximum du réflecteur secondaire dépend des paramètres de discrétisation autre que celui du réflecteur secondaire. Ces dépendances ou non-dépendances ont été vérifiées en calculant les indices de sensibilité (indices de Sobol) des sorties en fonction des entrées avec la formule suivante :

$$s_{\Lambda\Psi} = \frac{\text{Var}(E(\max(T_{\Lambda})|N_{\Psi}))}{\text{Var}(\max(T_{\Lambda}))} \quad (9.32)$$

Où *Var* est la fonction de variance, *E* est la fonction de l'espérance conditionnée,  $\Lambda = t, r$  ou  $g$ , et  $\Psi = t, r$  ou  $g$ .

$\approx$	$Max(Ti_t)$	$Max(T_r)$	$Max(Ti_g)$
$N_t$	1	0	0
$N_r$	0	0.8	0
$N_g$	0	0.2	1

**Tableau 16 : Indice de sensibilité**

Le **Tableau 16** présente ces indices. La somme des indices d'une colonne doit être environ égale à 1. Comme observé précédemment, les températures maximums du tube et du vitrage ne sont sensibles qu'au paramètre de discrétisation, respectivement, du tube et du vitrage. En revanche, la température maximum du réflecteur secondaire est sensible à la discrétisation du réflecteur et du vitrage.

Troisièmement, un palier, plus ou moins marqué, apparait sur les trois graphiques. Cela signifie qu'au-delà d'une certaine valeur, le paramètre de discrétisation n'a plus d'influence sur les températures locales simulées. Pour le réflecteur secondaire et le vitrage ce palier est respectivement atteint à partir de  $N_r$  égale à 6 et  $N_g$  égale à 3. Pour le tube le palier est moins marqué, mais à partir de  $N_t$  égale 4, le gain de sur la température de sortie peut être considéré comme faible.

En conclusion, pour simuler correctement les températures locales du tube, du réflecteur et du vitrage, il faudrait discrétiser transversalement ces éléments respectivement en 4, 6 et 3. Pour la simulation de la chaleur produite le capteur, ce niveau de discrétisation n'est pas nécessaire. Pour avoir une idée de l'impact de cette discrétisation sur le temps de simulation, la journée du 02 janvier 2011 a été simulée sans discrétisation transversale et avec le niveau de discrétisation

proposé précédemment. Dans le premier cas la simulation dure 1,66 min et dans le second cas la simulation dure 13,5 min.

### 9.6.3 Influence de la variabilité du rayonnement direct sur la chaleur produite

La variabilité du rayonnement direct a une influence sur la chaleur produite par le champ de capteur (cf. section 9.1). Pour évaluer cette influence, le productible journalier a été simulé à partir de plusieurs journées fictives. Ces journées ont le même ensoleillement direct, mais cet ensoleillement est réparti différemment d'une journée sur l'autre (modulation de la variabilité du rayonnement associé). L'évolution du rayonnement direct de ces journées est présentée en Figure 62. D'abord, entre 6 h et 8 h, le rayonnement augmente linéairement jusqu'à atteindre  $900 \text{ W.m}^{-2}$ . Cette rampe permet de monter progressivement le récepteur linéaire en température. Puis, entre 8 h et 18 h, l'évolution du rayonnement suit un signal carré variant entre 0 et  $900 \text{ W.m}^{-2}$  avec un rapport cyclique de 0,5. Le nombre de cycles du signal entre ces deux dates est un nombre entier. Par conséquent, l'ensoleillement calculé entre ces deux dates est le même quel que soit le nombre de cycles. En dehors de ces deux phases, le rayonnement est nul. Cette construction permet de faire varier facilement la variabilité du rayonnement directe en faisant varier le nombre de cycles du signal carré.

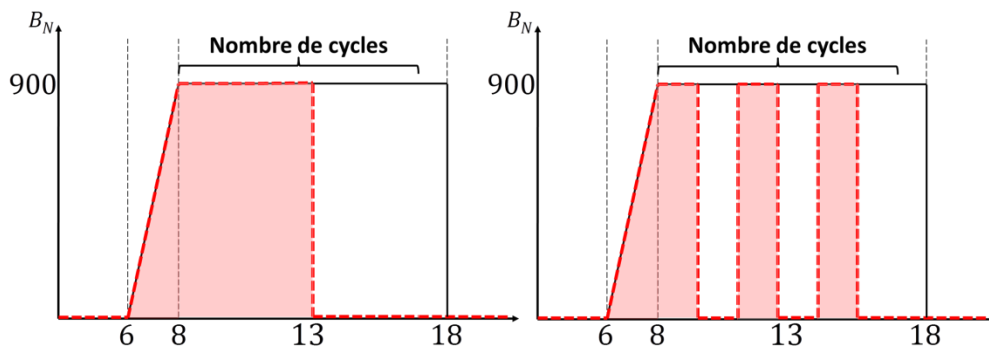


Figure 62 : Évolution du rayonnement direct normal des journées fictives

Pour n'évaluer que l'influence de la variabilité de rayonnement direct, les autres grandeurs météorologiques nécessaires à la simulation ont été fixées à des valeurs constantes. La température extérieure et la vitesse du vent ont respectivement été fixés à  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  et  $1 \text{ m.s}^{-1}$ . Pour la même raison, ces simulations ont été réalisées avec une position fixe du Soleil (placé au zénith). Ainsi, le rendement optique du capteur reste constant au cours de la journée.

Dans ces conditions, 25 journées ont été simulées en faisant varier régulièrement le nombre de cycles entre 1 et 49. Au démarrage du matin et à chaque front montant des cycles du rayonnement direct normal, le capteur est mis en route (cf. étapes 7 et 9 du GRAFCET présenté en Figure 55). Ainsi, le nombre de cycles correspond au nombre de mis en route. La Figure 63 présente la chaleur journalière produite en fonction du nombre de cycles (de mis en route).

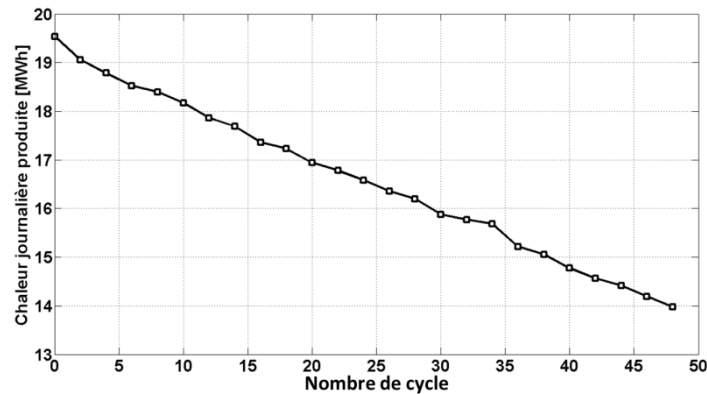


Figure 63 : Chaleur journalière produite par le capteur en fonction du nombre de cycles

La décroissance linéaire de cette courbe montre que chaque mise en route du capteur à coût énergétique constant. Ainsi, pour un même ensoleillement journalier plus le rayonnement direct normal est intermittent, moins il a y de chaleur produite par le capteur.

## 9.7 Conclusions

Le modèle thermique du récepteur linéaire présenté dans ce chapitre, *SOLIFRE*, marque une avancée par rapport aux modèles existants, présentés dans l'état de l'art.

Premièrement, ce modèle prend en compte l'inertie thermique du récepteur et les effets de retard dus au temps de parcours du fluide caloporteur à travers ce récepteur. Ces considérations ont permis : d'une part, de rendre compte de l'influence de la variabilité du rayonnement direct sur la production de chaleur du capteur ; et d'autre part de mettre en place une première procédure de contrôle-commande afin de simuler ce productible sur l'année. Cette première procédure n'est pas optimisée et une étude plus approfondie doit être menée afin de l'améliorer. Les perspectives d'amélioration s'orientent vers le domaine de l'automatisme.

Deuxièmement, le modèle non linéaire de ce récepteur a été résolu avec une méthode itérative. Cette méthode itérative a permis de prendre en compte les non-linéarités liées à la dépendance thermique des propriétés thermophysiques de la matière mises en jeu. En particulier, ce modèle rend compte de la variation du coefficient d'échange convectif entre le fluide et le tube le long du récepteur et de la variation de la vitesse du fluide le long du tube.

De plus, la procédure de résolution itérative mise en place, c'est-à-dire la résolution des équations du problème en avançant section par section dans le sens de l'écoulement, offre un gain sur le temps de calcul comparé à la résolution simultanée de toutes les équations du problème. Cette procédure permet d'intégrer les transferts thermiques axiaux, en les explicitant et en les évaluant à chaque itération.

Ainsi, *SOLIFRE* permet de simuler en dynamique le comportement thermique d'un récepteur linéaire de Fresnel tel que modélisé dans cette étude. *SOLIFRE* offre un bon compromis entre performance et temps de calcul. En effet, peu des transferts thermiques observables (cf. section 9.3) ont été négligés par ce modèle et les approximations de ces transferts qui ont été réalisés ont peu d'influence sur le résultat (cf. [Annexe G](#) par exemple).

Au final, associé au modèle optique présenté en [Chapitre 8](#) ce modèle permet, d'une part de simuler la chaleur produite par un capteur linéaire de Fresnel tel que modélisé dans cette étude. Et d'autre part, d'étudier les apparitions des surchauffes locales pouvant détériorer le récepteur.

Toujours en étant associé au modèle optique, *SOLIFRE* offre d'autres perspectives de recherche : 1/L'étude de procédure de contrôle-commande associée à des méthodes de prévision du rayonnement solaire direct à venir ; 2/La modélisation d'un passage nuageux localisé au-dessus du champ de capteurs et son influence sur la production de chaleur et donc sur la procédure de contrôle-commande ; 3/La modélisation de la génération directe de vapeur d'eau le long du récepteur pour ne plus utiliser d'huile de synthèse comme fluide caloporteur.

Avant de s'engager vers ces perspectives, il faudra valider ce modèle avec des données expérimentales. Une fois amélioré et validé, ce modèle pourra servir d'outil d'aide au dimensionnement et de mise au point de procédures de régulation plus efficaces.

# Chapitre 10

## Simulation d'une Centrale d'un Mégawatt Electrique

### 10.1 Introduction

L'objectif principal de ce travail de thèse est de simuler les performances annuelles d'une centrale solaire thermodynamique à la Réunion et en particulier d'estimer le productible électrique annuel de cette centrale. Après avoir évalué la ressource solaire disponible, identifié des technologies qui semblent être adaptées aux contraintes locales (vents cycloniques, pression foncière) et identifié une stratégie de production pertinente pour l'île, un modèle dynamique de capteur linéaire de Fresnel a été développé (cf. [Chapitre 8](#) et [Chapitre 9](#)). Ce modèle a été associé à des modèles décrivant les autres systèmes de la centrale : les stocks de chaleur (cf. section [10.2.1](#)), la machine *ORC* (cf. section [7.2.3](#)), les canalisations calorifugées reliant ces systèmes (cf. section [10.2.2](#)) et le fluide caloporteur (cf. section [7.2.2](#)). Ces outils ont permis de simuler les performances annuelles d'une centrale à partir des données météorologiques mesurées localement (cf. [Chapitre 6](#)).

L'évaluation des performances annuelles d'une centrale solaire thermodynamique constitue la première étape menant à la construction d'un pilote expérimental, puis d'une centrale. Cela est nécessaire, car il y a trop d'incertitudes sur l'influence de la variabilité du rayonnement solaire et sur la stratégie de contrôle-commande à mettre en place pour exploiter la plus grande quantité d'énergie solaire de façon optimum. Cette motivation est celle de plusieurs études existantes dans la littérature et qui répondent au même objectif pour d'autres sites. Plusieurs études de ce type portent sur des centrales exploitant des capteurs cylindro-paraboliques. Pour n'en citer que trois, il y a celles de ([Pharabod and Philibert 1991](#)), ([Rovira et al. 2011](#)) et ([García, Álvarez, and Blanco 2011](#)).

D'abord, ce chapitre présente le modèle complet de la centrale. Puis les performances annuelles et journalières de cette centrale simulée avec les données météorologiques mesurées à

Saint-Pierre en 2011 et 2012 sont présentées. Ensuite, la piste d'une centrale hybride fonctionnant à l'énergie solaire et à la biomasse locale est présentée.

## 10.2 Modélisation de la centrale

Pour répondre aux objectifs de cette étude, une centrale d'1-MWe a été simulée. Cependant, les outils développés dans le cadre de cette thèse permettent d'étudier d'autres niveaux de puissance et différentes configurations de champs de capteurs (en série ou en parallèle).

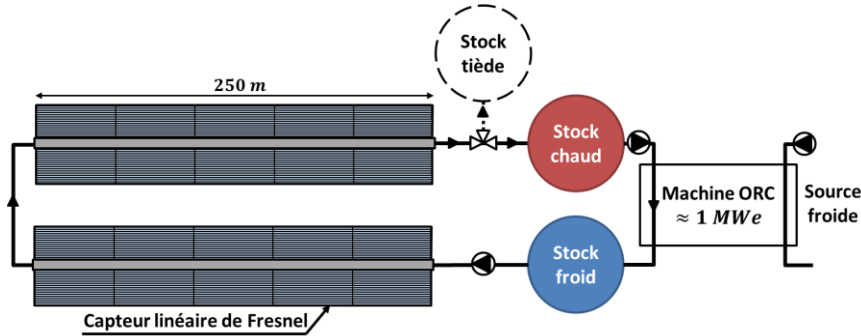


Figure 64 : Schéma de la centrale modélisée

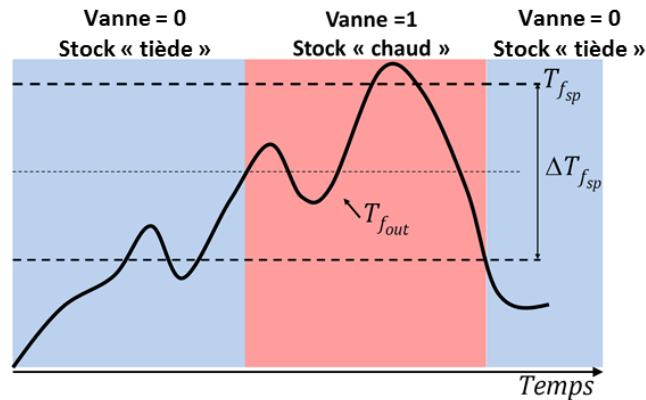
La centrale modélisée est constituée de deux capteurs linéaires de Fresnel mesurant chacun 250 m de long placés côte à côte (cf. Figure 64). Les dimensions principales de ces capteurs sont résumées en Annexe D. Ce champ de capteurs est relié, via des canalisations calorifugées et une vanne-trois-voies, à trois stocks de chaleur dit « froid », « chaud » et « tiède ». Ce dernier a été modélisé afin de comptabiliser l'énergie thermique qui n'a pas pu être transmise dans le stock « chaud ». Pour cette première étude, la stratégie de gestion des stocks de chaleur présentée ci-après a été choisie afin de réaliser des simulations indépendantes d'une journée sur l'autre. En effet, chaque matin le stock « froid » est plein, et les stocks « chaud » et « tiède » sont vides. Le champ de capteur et le fluide caloporteur qu'il contient sont supposés être à température ambiante. Avant le début de production, la température du fluide caloporteur contenu dans le stock « froid » est fixée à 393 K par hypothèse. Cette température correspond à la température nominale du fluide caloporteur en sortie du générateur de vapeur de la machine ORC. Lors du démarrage du matin ou lorsque l'intensité du rayonnement direct normal est suffisante, le fluide caloporteur est pompé dans le stock « froid ». Au cours de la journée, le fluide caloporteur monte en température le long du circuit du champ de capteurs. Le champ de capteurs est commandé pour qu'en sortie la température du fluide caloporteur avoisine une température de consigne ( $T_{sp}$ ) fixé à 573 K. En sortie du champ de capteur, la vanne-trois-voies est commandée pour diriger la totalité du débit de fluide soit vers le stock « chaud » ( $Vanne = 1$ ), soit vers le stock « tiède » ( $Vanne = 0$ ). Cette vanne est commandée par deux tests évalués à chaque pas de temps. Ces tests évaluent la température du fluide caloporteur en sortie du



champ par rapport à la température de consigne et à un écart de températures ( $\Delta T_{fsp}$ ) fixé arbitrairement pour ces simulations à 10 K, tel que :

$$\begin{aligned} & \text{si } \left[ T_{f_{out}} < (T_{f_{sp}} - \Delta T_{fsp}) \text{ ou } Vanne = 0 \right] \text{ alors } Vanne = 0 \\ & \text{ou si } \left[ T_{f_{out}} > (T_{f_{sp}} - 0.5 \cdot \Delta T_{fsp}) \text{ ou } Vanne = 1 \right] \text{ alors } Vanne = 1 \end{aligned} \quad (10.1)$$

La [Figure 66](#) illustre la loi de commande de la vanne-trois-voies. Cette commande permet de diriger dans le stock « chaud » du fluide à une température de sortie inférieure à sa valeur de consigne. Il y a donc une tolérance sur la condition d'entrée du fluide caloporteur dans le stock « chaud ». Cela évite également des changements de position intempestifs de la vanne-trois-voies dues à des oscillations de la température de sortie autour de sa valeur de consigne.



**Figure 65 : Loi de commande de la vanne-trois-voies**

En début de soirée, le fluide contenu dans le stock « chaud » et un volume d'eau constituant une source froide servent à faire fonctionner de façon continue la machine ORC couplée à un alternateur pour produire l'électricité.

### 10.2.1 Stock de chaleur

Les stocks de chaleur sont des réservoirs cylindriques non enterrés et isolés thermiquement par l'extérieur. À chaque instant, l'on suppose que le fluide y est totalement mélangé (pas de stratification thermique). Ainsi, la température du fluide contenue dans le stock est uniforme. Les dimensions du réservoir sont définies par la hauteur ( $H_{st}$ ) et le diamètre ( $D_{st}$ ) du volume intérieur, et par l'épaisseur de la paroi isolante ( $e_{st}$ ) (cf. [Figure 66](#)).

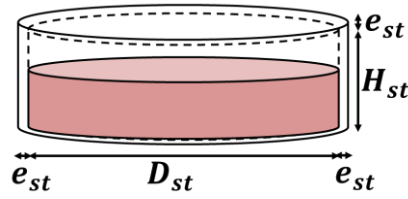


Figure 66 : Dimensions du stock de chaleur

La masse et la température de la quantité de fluide caloporteur contenue dans le stock sont modélisées en dynamique par un bilan de masse (cf. équation (10.2)) et bilan d'énergie (cf. équation (10.3)). Les déperditions thermiques sont prises en compte. Elles s'établissent au travers de l'enveloppe du réservoir. La base du réservoir est supposée adiabatique.

$$\frac{dM_{f_{stock}}}{dt} = [\dot{M}_{f_{in}}(t) - \dot{M}_{f_{out}}(t)] \quad (10.2)$$

$$M_{f_{stock}} \cdot \bar{c}_p \cdot \frac{dT_{f_{stock}}}{dt} = \dot{M}_{f_{in}} \cdot h_{f_{in}} - \dot{M}_{f_{out}} \cdot h_{f_{out}} + UA_{stock} \cdot (T_{f_{stock}} - T_{ext}) \quad (10.3)$$

Où  $UA_{stock}$  représente la conductance thermique de l'enveloppe du réservoir.

Pour les simulations présentées ci-après, les stocks « chaud », « froid » et « tiède » ont été surdimensionnés par rapport au volume maximum simulé en section 7.3 (environ 300 m<sup>3</sup>). Le diamètre et la hauteur du volume intérieur du réservoir ont respectivement 13 et 3 m pour une capacité de stockage d'environ 400 m<sup>3</sup>. La paroi isolante a une épaisseur 1 m et son coefficient de conductivité a été fixé à 0,042 W . m<sup>-1</sup> . K<sup>-1</sup>.

### 10.2.2 Canalisation calorifugée

Une canalisation est modélisée par une conduite cylindrique en acier isolée par l'extérieur. Toutes les canalisations modélisées possèdent la même section et la même composition. Le diamètre et l'épaisseur de la conduite en acier ont respectivement été fixés à 146 mm et 5 mm. L'épaisseur de l'isolant a été fixée à 15 cm et son coefficient de conductivité a été fixé à 0,042 W . m<sup>-1</sup> . K<sup>-1</sup>.

Les gradients de température du fluide et de la conduite sont supposés faibles, car les déperditions d'énergies sont limitées par l'isolation. Ainsi, les propriétés thermo physiques de ces matériaux sont supposées homogènes. Elles sont évaluées pour la température du fluide en entrée de la canalisation. La canalisation est discrétisée axialement en plusieurs sections et pour chaque section un bilan d'énergie a été appliqué (cf. équation (10.4)).

$$\left( M_c \cdot c_{p_c} + M_f \cdot c_{p_f} \right) \cdot \frac{d\bar{T}}{dt} + \dot{M}_f \cdot c_{p_f} \cdot \Delta T = -UA \cdot (\bar{T} - T_{ext}) \quad (10.4)$$

Les températures du fluide et de la conduite en acier sont supposées identiques dans une même section droite.  $\Delta T$  est la différence de température entre l'entrée et la sortie de la section.  $\bar{T}$  est la température moyenne entre cette température d'entrée et cette température de sortie.  $UA$  est la conductance thermique de l'isolant. Cette équation a été discrétisée temporellement selon un schéma de Crank-Nicolson. Les températures sont résolues section par section.

## 10.3 Résultats

### 10.3.1 Performances annuelles

#### 10.3.1.1 Bilan d'énergie

Pour 2011 et 2012, le champ de capteurs solaires reçoit en moyenne un ensoleillement direct normal de 14 GWh.an<sup>-1</sup>. Cet ensoleillement est le produit de l'ensoleillement surfacique évalué en un point, par la surface totale des miroirs. Cette énergie est fictive, mais elle est couramment utilisée comme référence dans la littérature. Avec la stratégie de production mise en place, la centrale produit en moyenne 733 MWh.an<sup>-1</sup> d'électricité, soit un rendement de 5,2 %. À titre de comparaison, les simulations réalisées avec le modèle statique présenté en [Chapitre 7](#), indiquent un rendement annuel d'environ 7 %. Cette différence s'explique, au moins en partie, par le fait que les phénomènes transitoires, pris en compte dans le modèle dynamique, réduisent le productible électrique (cf. section [9.6.3](#)).

La [Figure 67](#) présente en détail les performances annuelles de la centrale modélisée. Cette figure présente le parcours des transferts énergétiques tout au long de la chaîne de conversion de la centrale. Le champ de miroirs concentre la ressource solaire qui est convertie en chaleur par le récepteur linéaire et stocké dans des réservoirs. Ensuite, le stock chaud (source chaude) et l'eau ambiante (source froide) sont exploités par la machine *ORC* pour produire l'électricité. Cette figure montre les quantités d'énergie dissipées, exploitées, inexploitées et inexploitable par la centrale. Chaque bloc de la [Figure 67](#) représente une énergie et sa quantité annuelle moyenne. Ensuite, le rapport entre l'énergie considérée et l'énergie de référence (ensoleillement annuel reçu, 14 GWh) est indiqué en pourcentage. Cette figure indique les rendements annuels intermédiaires. Par exemple, le rendement optique du champ de capteur est de 37,8 % et son rendement global (optique et thermique) est 35,7 %. Cependant, la totalité de la chaleur produite par le champ de capteur n'est pas exploitée par la machine *ORC*. Pour optimiser son fonctionnement et limiter son usure, la machine *ORC* n'est sollicitée qu'en régime nominal. Par conséquent, seul le fluide contenu dans le stock chaud est exploité. Cela abaisse le rendement de conversion ensoleillement-chaleur à 27,3 %. Ensuite, le rendement de la machine *ORC* (19,2 %) abaisse le rendement du central à 5,2 %. Pour augmenter le rendement de conversion chaleur-

électricité il faudrait utiliser un autre cycle thermodynamique, par exemple un cycle de Rankine vapeur, mais cela nécessite des températures en sortie de capteur plus élevées. Cela n'est pas envisagé dans cette étude.

Sans changer de machine thermodynamique, pour augmenter le rendement de la centrale il faudrait, d'une part augmenter l'énergie captée et transmise en amont de la machine *ORC*. Et d'autre part, réduire la quantité d'énergie non exploitée.

À priori, la géométrie du capteur a été optimisée (cf. section 8.4) pour maximiser l'énergie absorbée par le tube du récepteur linéaire. Ainsi, les valeurs de l'ensoleillement bloqué, de l'énergie non absorbée par le récepteur et de l'énergie dissipée par le vitrage sont proches des optimums. Leur diminution ou leur augmentation conduirait à une diminution de l'énergie absorbée par le tube. Pour améliorer ces valeurs, il faudrait envisager d'autres conceptions du capteur, ce qui n'est pas fait dans cette étude. Par exemple, changer la forme du réflecteur secondaire. De la même façon pour réduire l'effet cosinus d'autres configurations de capteur sont présentées dans la littérature avec d'autres dispositions de miroirs ou de récepteur (D. Mills and Morrison 2000) et (Chaves and Collares-Pereira 2010).

24 % de l'énergie transportée par le fluide dans le champ de capteur n'est pas exploitée et est dirigée vers le stock tiède, soit 8,4 % de l'énergie de référence. Pour cette première étude, le choix a été fait de simuler la production journalière indépendamment des journées précédentes. L'énergie contenue dans le stock tiède n'est pas exploitée. Pour réduire cette quantité d'énergie non exploitée et donc augmenter la quantité d'énergie contenue dans le stock chaud, il faudrait améliorer la stratégie de contrôle commande du champ de capteur. Cela est une des perspectives identifiées dans cette étude. Pour augmenter le productible électrique journalier de la centrale (sans modifier le contrôle commande), une solution serait d'utiliser le stock tiède pour faire fonctionner la machine *ORC*, toujours en continu et à sollicitation constante, mais en mode dégradé (en dessous de son point de fonctionnement nominal). Cela implique un rendement plus faible que le rendement nominal, ce qui mène à la question de la pertinence économique de cette stratégie. Une autre solution est d'utiliser un système de chauffage d'appoint (centrale hybride) pour élever la température du fluide contenu de stock tiède jusqu'à la température de consigne, et ensuite utiliser cette chaleur pour faire fonctionner la machine *ORC*. Cette solution a été étudiée. Elle est présentée en section 10.3.3.

En dehors de la stratégie de simulation de cette étude (simulations indépendantes d'une journée sur l'autre), il est envisageable de ne plus utiliser de stock tiède et de diriger, sous les mêmes conditions, le fluide caloporteur vers le stock froid. Cependant, cette stratégie mène à réduire l'écart de température entre le stock « froid » et la température de consigne visé en sortie du champ de capteurs. Ce qui a pour conséquence d'augmenter le débit du fluide

caloporteur dans le champ de capteur. Ce qui implique de faire fonctionner la pompe avec un débit supérieur à sa valeur nominale. Se pose donc le problème de l'usure de la pompe. Pour résoudre ce type de problème, il est possible d'utiliser plusieurs pompes en parallèle pour faire varier plus aisément le débit dans le champ de capteur.

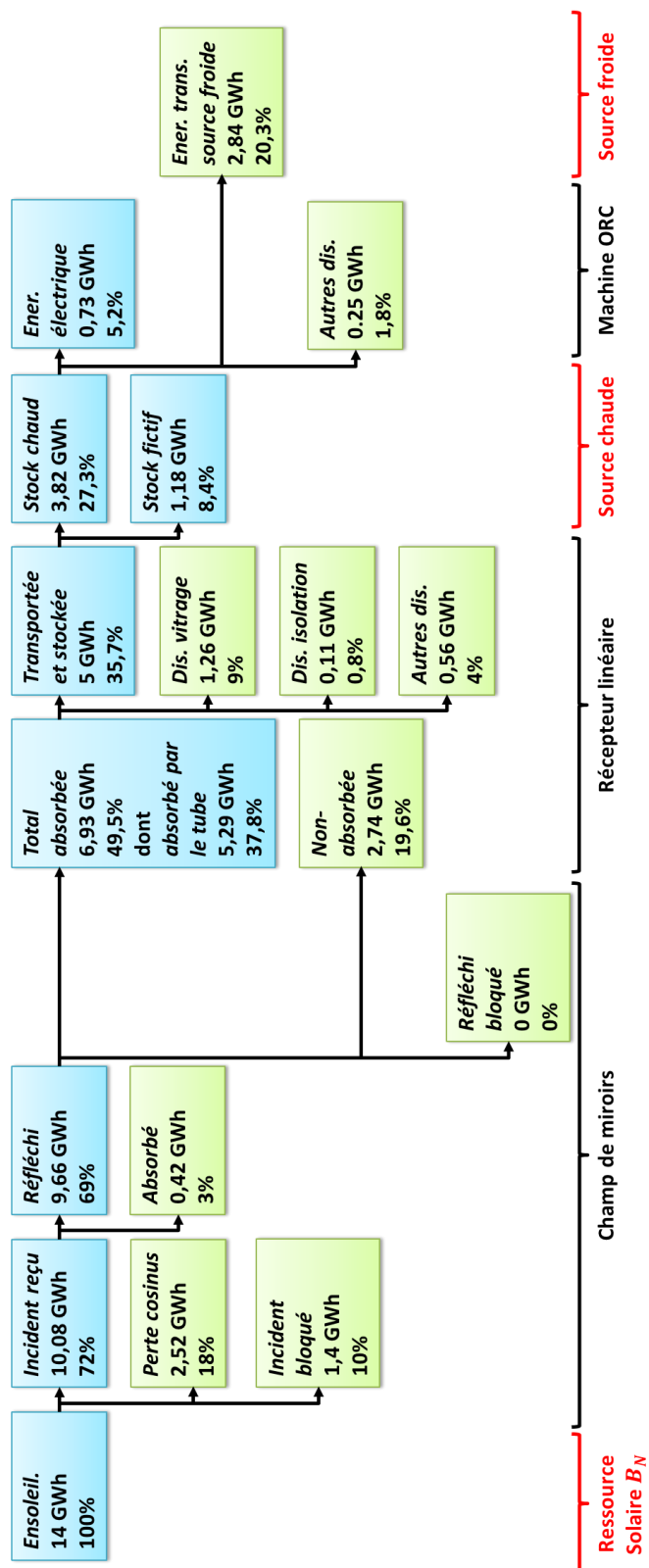


Figure 67 : Performances annuelles de la centrale modélisée

### 10.3.1.2 Influence de la capacité du stock « chaud » sur le productible annuel

La quantité d'énergie électrique produite par la centrale est directement liée à la capacité de stockage du stock chaud. Pour les résultats présentés précédemment le stock chaud a été surdimensionné (400 m<sup>3</sup>). Cela permet de stocker la totalité de l'énergie disponible, mais ce surdimensionnement à un coût qui n'est pas forcément rentable économiquement. Pour étudier, au moins partiellement, cette question le productible électrique annuel moyen a été calculé en faisant varier la capacité de stockage du stock chaud. La Figure 68 présente ces résultats. Le volume maximum stocké est de 324 m<sup>3</sup>. L'écart relatif entre l'énergie électrique produite avec une capacité de stockage égale au volume maximum et une capacité de stockage réduit à 250 m<sup>3</sup> est de 2%. Pour arrêter une capacité de stockage pertinente, il faudrait comparer ce gain, en termes de coût, par rapport au coût de construction et de maintenance liée aux réservoirs de stockage.

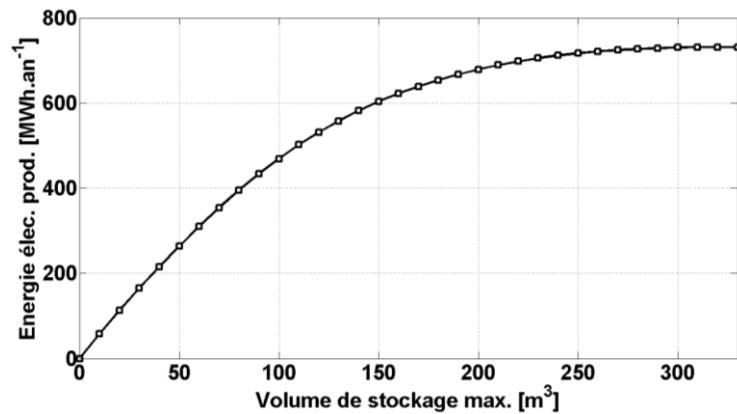


Figure 68 : Productible électrique moyen en fonction de la capacité de stockage du stock chaud

### 10.3.2 Performances journalières

Étant donné que la machine ORC est sollicitée de façon continue et en régime nominal, la durée de production d'électricité, l'énergie électrique produite par la centrale et à l'énergie thermique contenue dans le stock chaud sont proportionnelles entre elles. La Figure 69 présente, mois par mois, les statistiques de ces trois grandeurs journalières. Cette figure est construite de la même façon que la Figure 36. Durant l'hiver austral (de mai à octobre), la durée de production d'électricité journalière vaut en moyenne 1 h 30, contre 2 h en moyenne durant l'été austral (de novembre à avril). En moyenne sur 2011 et 2012, il y a 25 jours par an où la centrale ne produit pas d'électricité. Ce cas apparaît plus fréquemment en hiver austral. À l'inverse en moyenne sur ces deux années, il y a 27 jours par an où la durée de production journalière est supérieure à 4 h. Ce cas apparaît plus fréquemment en été austral.

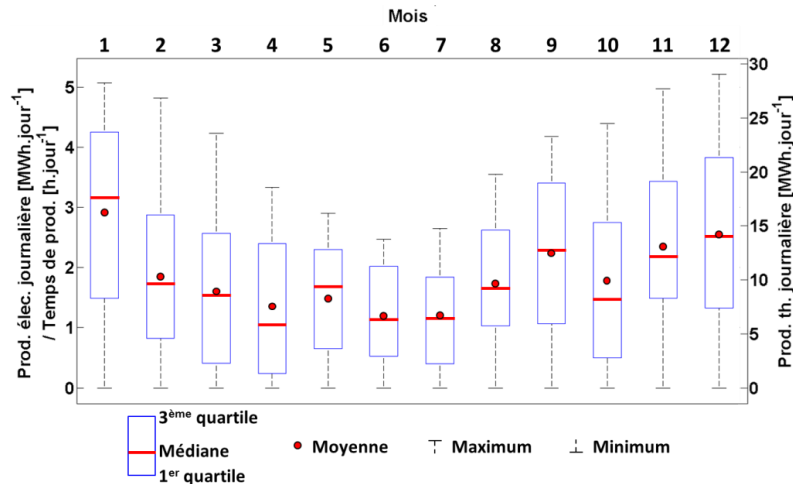


Figure 69 : Statistique du productible mensuelle

La Figure 70 présente les performances journalières de la centrale rapportée à la surface totale des miroirs. Les données simulées de la centrale modélisée dans cette étude sont comparées aux données expérimentales d'une des centrales cylindro-paraboliques présenté par (Pharabod and Philibert 1991) et fonctionnant dans la région désertique de Red Rock (Arizona). Pour le diagramme de gauche, l'échelle de couleur correspond à l'indice de variabilité du rayonnement solaire (cf. équation (6.3)).

Ces deux diagrammes mettent en évidence une valeur d'ensoleillement journalière seuil, au-dessous de laquelle la centrale ne peut pas produire d'électricité. Les données présentées sur le diagramme de droite sont peu dispersées par rapport à la droite d'ajustement du nuage de points. Cette faible dispersion s'explique par la faible variabilité du rayonnement solaire reçu dans cette région désertique. Dans ce cas, le seuil de fonctionnement minimum est compris entre 1,5 et 3 kWh.m<sup>2</sup>.jour<sup>-1</sup>. Pour les données simulées à partir des mesures du laboratoire, la dispersion est plus importante, car la variabilité du rayonnement solaire est plus importante (cf. section 6.4.2) ; dans ce cas le seuil minimum de production est compris entre 1,5 et 5 kWh.m<sup>2</sup>.jour<sup>-1</sup>. Ce seuil dépend de la variabilité du rayonnement solaire.

Cette figure met également en évidence l'écart de performance entre les technologies utilisées dans la centrale modélisée dans cette étude (capteur linéaire de Fresnel et machine ORC) et les technologies utilisées dans la centrale présentée par (Pharabod and Philibert 1991) (capteur cylindro-parabolique et cycle Rankine vapeur). Dans le premier cas, le rendement journalier maximum est d'environ 8 % et dans le second ce rendement maximum est de 16 %. Selon (Morin et al. 2012) d'un point de vue économique cet écart peut être compensé par le fait qu'un capteur linéaire de Fresnel coût 50 % moins qu'un capteur cylindro-parabolique et occupe 35 % moins d'espaces. Et ce, pour une même puissance thermique délivrée.



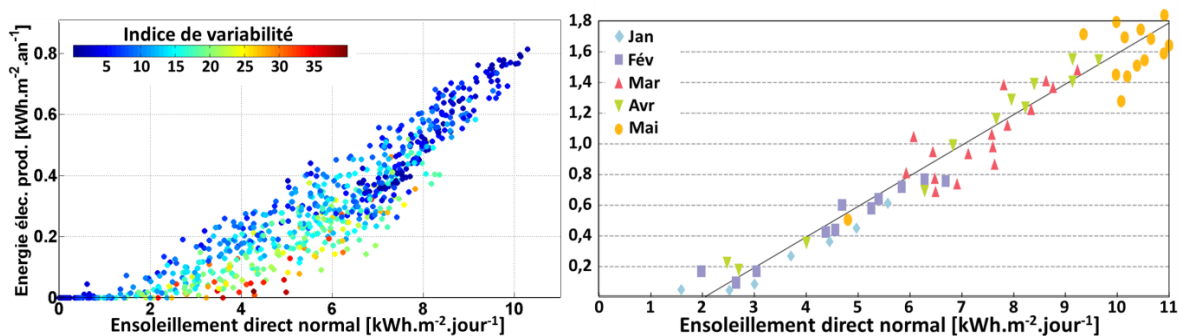
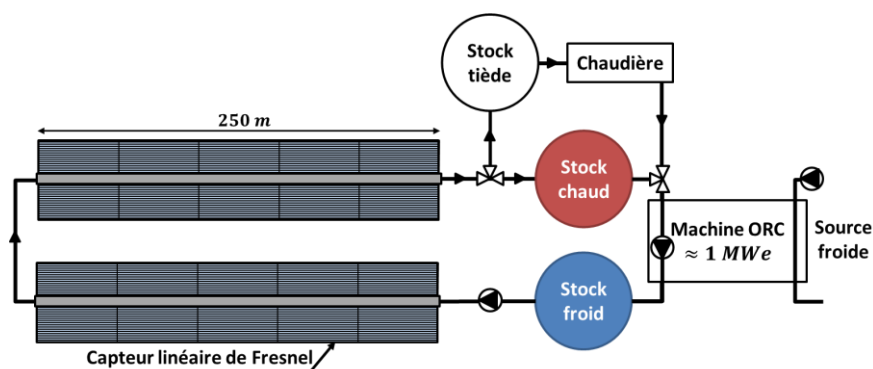


Figure 70 : Production journalière d'électricité en fonction de l'ensoleillement direct normal journalier. A gauche, donnée simulé de la centrale modélisée. A droite, données expérimentales des centrales cylindro-paraboliques de LUZ (Pharabod and Philibert 1991)

### 10.3.3 Possibilité : Hybridation solaire-biomasse

Au vu de l'analyse énergétique de la centrale présentée en section 10.3.1.1, il pourrait être intéressant de valoriser le fluide contenu du stock tiède en utilisant un système de chauffage d'appoint. Cette solution a été étudiée et elle est présentée ci-après.

La stratégie de production de la centrale n'a pas été modifiée par rapport à l'étude précédente, seule une troisième phase de production a été ajoutée. En effet, la première phase consiste à convertir le rayonnement en chaleur tout au long de la journée et remplir le stock chaud et tiède. Puis, la deuxième phase consiste à utiliser la chaleur contenue dans le stock chaud pour faire fonctionner la machine ORC et produire de l'électricité en début soirée. La troisième phase qui a été ajoutée consiste à chauffer le fluide contenu dans le stock tiède à l'aide d'une chaudière pour faire fonctionner la machine ORC et donc étendre sa durée de production journalière.



Il existe sur l'île un gisement de biomasse locale. Le gisement annuel de cette biomasse a été évalué, en partie, par l'organisme *Énergie Réunion SPL* (ex. *Agence Régionale Énergie Réunion – ARER*) dans une étude réalisée en 2011. Outre le gisement annuel de bagasse (résidu de canne à sucre), plus de 100 000 tonnes par an, cette étude évalue le gisement de déchet vert récolté dans

L'est de l'île, a plus 15 000 tonnes par an. Selon cette étude, cette biomasse a un *Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)* de  $2,15 \text{ MWh}_{th} \cdot \text{tonne}^{-1}$  et une masse volumique moyenne de  $0,24 \text{ tonne} \cdot \text{m}^{-3}$ . Une solution avec une chaudière utilisant cette biomasse a été étudiée. Le rendement de ce type de chaudière est typiquement compris entre 80 % et 90 %. Pour cette étude le rendement de la chaudière a été fixé 85 % ( $\eta_{ch}$ ).

L'équation (10.5) correspond à l'énergie thermique nécessaire pour élever la température du fluide contenue dans le stock tiède jusqu'à la température de consigne ( $T_{fsp} = 573 \text{ K}$ ). La température de consigne est égale à la température nominale du fluide caloporteur à l'entrée du générateur de vapeur de la machine ORC.

$$Q_{th} = M_{fst} \cdot \left[ h_f(T_{fsp}) - h_f(T_{fst}) \right] \quad (10.5)$$

À partir des conditions nominales de la machine ORC (puissance électrique nominale nette fournie  $P_{elecORC} = 1081 \text{ kW}$  et débit massique à travers le générateur de vapeur,  $\dot{M}_{ORC} = 11,75 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$ ), l'énergie électrique journalière produite et la durée de production ont été calculées :

$$\Delta t_{tur} = \frac{M_{fst}}{3600 \cdot \dot{M}_{ORC}} \quad \text{et} \quad E_{elec} = \Delta t_{tur} \cdot P_{elecORC} \quad (10.6)$$

Ensuite, à partir du rendement de la chaudière ( $\eta_{ch}$ ) et du *PCI* de la biomasse utilisé, le tonnage journalier de biomasse nécessaire au fonctionnement de la centrale a été calculé :

$$M_{Bio} = \frac{Q_{th}}{\eta_{ch} \cdot PCI_{bio}} \quad (10.7)$$

L'utilisation de la chaudière à biomasse permet de produire, en moyenne sur 2011 et 2012, 408 MWh d'énergie électrique supplémentaire par rapport à l'utilisation seule de l'énergie solaire. Cela porte la production totale d'électricité annuelle à 1,14 GWh. Cette production supplémentaire nécessite en moyenne 1,7 tonnes de déchets verts par jour, soit un volume de  $7 \text{ m}^3$  par jour. Cette quantité annuelle représente environ 4 % du gisement annuel de déchets verts collectés dans l'est de l'île.

En comparaison, pour produire la même quantité énergie électrique supplémentaire (408 MWh) avec uniquement la chaudière à biomasse, il faudrait brûler en moyenne 3,4 tonnes de déchets verts par jour. Par conséquent, le préchauffage du fluide caloporteur par le champ de capteur solaire permet de réduire d'environ 50 % la quantité de déchets verts nécessaire.

Le rendement d'une centrale hybride solaire-biomasse est défini comme suit :

$$\eta = \frac{E_{elec}}{A_m \cdot E_{B_n} + M_{bio} \cdot PCI_{bio}} \quad (10.8)$$

Ainsi, le rendement annuel de la centrale hybride étudiée vaut environ 7,5 %.

## 10.4 Conclusion

Le modèle de centrale présenté dans ce chapitre (qui inclu un modèle dynamique de capteur linéaire de Fresnel) a permis d'estimer le rendement annuel de la centrale à 5,2 %. Et ce, à partir des données de rayonnement direct issues de mesures effectuées à Saint-Pierre en 2011 et 2012. À titre de comparaison, le rendement annuel de la centrale SEGS VIII, présenté par (Pharabod and Philibert 1991), est d'environ 14 %. Cette centrale, située en climat désertique, utilise un champ de capteurs cylindro-paraboliques et un cycle à vapeur pour produire l'électricité. Cet écart entre ces valeurs de rendement s'explique par le fait que les technologies employées dans la centrale modélisée (capteur de Fresnel et machine ORC) sont intrinsèquement moins performantes. Cependant, les capteurs linéaires de Fresnel sont plus adaptés que les capteurs cylindro-paraboliques aux contraintes de l'île. Ces capteurs sont moins sensibles aux vents cycloniques et ils nécessitent moins de fonciers. Ils ont également un coût de construction et de maintenance moins élevé.

D'autre part, la variabilité du rayonnement solaire direct mesurée à Saint-Pierre réduit le rendement annuel de la centrale. Cette variabilité explique également, en partie, l'écart avec le rendement annuel estimé par le modèle statique présenté en Chapitre 7 (7 %).

Le principal avantage de la centrale modélisée est que les systèmes de stockage de chaleur permettent de produire de l'électricité stable et de façon continue pendant la période de pointe de début de soirée. Il est possible de déterminer, au moins, une heure avant le début de la production d'électricité, la durée de production. Cela offre une visibilité au gestionnaire du réseau, ce qui permet de sécuriser la production globale d'électricité. En moyenne, la centrale est capable de produire une puissance électrique d'1 MW pendant 1 h 30 en hiver austral et pendant 2 h en été austral. Ce qui correspond à un productible annuel de 733 MWh.

C'est pendant la période de pointe de début de soirée que le coût réel de production d'électricité est le plus élevé. En effet, pour répondre à la fortement demande du réseau pendant cette période, le gestionnaire est obligé de mettre en route des turbines à combustible (TAC) diesel. Le coût de production de cette énergie électrique est compris entre 400 et 600 €/MWh (Bareigts and Fasquelle 2014). Pour évaluer la rentabilité économique de la centrale modélisée dans cette étude, il faudrait évaluer le coût de l'électricité produite par la centrale et le comparer à celui des TAC fonctionnant sur l'île.

# CONCLUSIONS GENERALES

## Synthèse

Pour répondre à la problématique de cette thèse, à savoir l'évaluation du potentiel de développement de centrales solaires thermodynamiques à concentration à la Réunion, plusieurs travaux ont été entrepris et présentés dans ce manuscrit. L'objectif a été à la fois de déterminer les régions favorables à l'exploitation d'une telle centrale et de simuler le productible électrique annuel d'une centrale.

Tout d'abord, pour déterminer les régions favorables une carte de l'ensoleillement direct normal reçu en moyenne sur l'année sur le territoire de La Réunion a été réalisée à partir d'images satellites. Les côtes Nord, Ouest et Sud et quelques zones en altitudes bénéficient d'un ensoleillement suffisant (supérieur à  $1800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{an}^{-1}$ ) pour l'exploitation d'une centrale. Puis, d'autres critères ont été pris en considération au regard des spécificités et contraintes de l'île (limitation du foncier disponible et vents cycloniques). Cela a conduit à choisir et à étudier des capteurs linéaires de Fresnel. En effet, sur l'île la pression foncière est importante, car il y a une compétition avec les espaces réservés aux bâtis et les espaces agricoles. Ainsi, les capteurs de Fresnel présentent l'avantage d'avoir un faible taux d'occupation des sols et offrent la possibilité d'être surélevés au-dessus d'espace agricole. Cependant, les capteurs de type central à tour ne sont pas à exclure pour de futurs travaux.

En parallèle à cette évaluation, les exigences et les préconisations du gestionnaire du réseau électrique local ont été prises en compte. La région Sud-Ouest de l'île a ainsi été retenue pour l'implantation de la centrale modélisée dans cette étude. De plus, une stratégie de production d'électricité aux heures de pointe du soir a été retenue. Tout au long de la journée, la chaleur produite par le champ de capteurs est stockée, puis le soir cette chaleur est exploitée pour

produire l'électricité de façon stable via une machine thermodynamique couplée à un alternateur.

Pour évaluer le productible électrique, une centrale d'1 MWe a été modélisée. Cette centrale est constituée d'un champ de capteurs de Fresnel, deux stocks de chaleur sensible et d'une machine *ORC*. Le productible annuel de cette centrale a été simulé à partir des données du rayonnement direct normal mesuré sur le site de l'IUT de Saint-Pierre en 2011 et 2012. En moyenne sur ces deux années, le rendement annuel est de 5,2 %. Ce rendement est inférieur aux technologies photovoltaïques qui ont un rendement bien supérieur à 10 %. Cependant, la solution proposée dans cette étude permet d'injecter de l'électricité sur le réseau de façon stable et sécurisée avec un système de stockage d'énergie (chaleur sensible) à faible coût comparé aux batteries électrochimiques. Ce faible rendement s'explique par deux raisons. D'une part, le faible rendement de conversion de la machine *ORC* pénalise le rendement global de la centrale. Il faudrait donc utiliser un cycle thermodynamique plus performant comme par exemple le cycle de Rankine à vapeur. D'autre part, la variabilité importante du rayonnement direct qui a été mesuré réduit la quantité d'énergie solaire exploitable par la centrale. Cela montre que la seule information sur l'ensoleillement direct normal reçu au cours d'une année n'est pas suffisante pour évaluer la pertinence de l'exploitation d'une centrale solaire thermodynamique. Pour améliorer cette évaluation, il faut ajouter à cette information, une information sur la variabilité du rayonnement reçu.

Au vu de ce travail de thèse, une des solutions qui pourrait être viable techniquement et économiquement à La Réunion est l'hybridation de cette centrale solaire avec une source de biomasse locale comme présenté en section 10.3.3. Cette première étude montre que cette solution permettrait d'atteindre un rendement annuel de 7,5 %.

Outre ces résultats concernant les performances d'une centrale solaire thermodynamique à La Réunion, les modèles et les méthodes développés dans cette thèse sont avant tout des outils pertinents pour : (i) l'étude des stratégies de contrôle-commande des capteurs linéaires de Fresnel tel que modélisés dans cette étude ; (ii) l'étude détaillée du comportement thermique du récepteur (étude des points chauds). La démarche et les outils proposés dans ce manuscrit sont transposables à d'autres sites à travers le monde, en particulier à des régions non désertiques.

## **Autre perspective du solaire thermodynamique à La Réunion**

Certains résultats de cette étude laissent entrevoir la perspective d'un projet très concrète de centrale solaire thermodynamique à La Réunion. Ce projet est l'hybridation de la centrale thermique Charbon-Bagasse du Gol à Saint-Louis. Plus précisément, l'idée serait de transposer le procédé d'augmentation directe de vapeur qui sera appliqué à la centrale de Kogan Creek

(cf. section 3.3) à la centrale du Gol. Cette centrale de 110 MWe est située au Sud-Ouest de l'île, une des régions favorables identifiées dans cette étude. Un large espace agricole est disponible à proximité de la centrale. L'option d'un champ de capteurs surélevés au-dessus de cultures agricoles adaptées est envisageable. Toutefois, afin de pouvoir évaluer correctement cette solution, plusieurs études doivent être entreprises dès à présent :

- 1) L'analyse du rayonnement direct normal et l'étude de l'influence des rejets de vapeur d'eau de la centrale sur le rayonnement reçu au sol. Il est donc recommandé de lancer une campagne de mesures au sol du rayonnement direct et d'installer des caméras hémisphériques (visible et infrarouge) pour la modélisation des nuages et de la vapeur d'eau rejetée par la centrale.
- 2) La modélisation du cycle vapeur de la centrale du Gol afin de simuler la centrale complète et l'injection de la vapeur provenant du champ de capteurs.

Cette solution implique l'étude de la génération directe de vapeur à travers le récepteur. Ce dernier point est une des perspectives de recherche présentée ci-après.

## Perspectives de recherche

Les perspectives de recherche s'inscrivant dans la continuité de ce travail de thèse sont nombreuses et elles sont énumérées ci-après :

Premièrement, la carte de l'ensoleillement direct normal devra être réalisée avec au moins 10 années de mesures du satellite MeteoSat 7 afin de proposer une estimation de l'ensoleillement annuel avec une incertitude à inférieure à 5 % par rapport à sa moyenne à long terme (Lohmann et al. 2006). Des mesures au sol devront être utilisées afin d'ajuster les estimations satellites et valider ces estimations. D'autre part, les effets de reliefs devront être modélisés précisément et intégrés plus rigoureusement à l'estimation finale du rayonnement direct normal à l'instar des travaux menés par (J. a. Ruiz-Arias et al. 2010) et (Blanc et al. 2011). Ce travail de cartographie peut s'étendre au-delà de l'étude du rayonnement direct normal et porter sur l'étude du rayonnement global reçu sur des plans de différentes inclinaisons. Cette information est utile pour l'exploitation des capteurs solaires plans.

Deuxièmement, le modèle de décomposition présenté au Chapitre 6 devra d'abord être comparé à d'autres modèles existants à partir des mesures du rayonnement direct normal mesuré à La Réunion (moyenne une minute). Puis, si ce modèle présente un réel avantage, il faudra l'appliquer aux mesures du réseau BSRN afin d'étudier ses performances en fonction des caractéristiques du rayonnement reçu sur ces sites, en particulier en fonction de la variabilité temporelle du rayonnement.

Troisièmement, concernant la mesure et la modélisation du rayonnement direct, une des perspectives de recherche est la modélisation spatiale de la couverture nuageuse et de la vapeur d'eau en basse altitude à l'aide de caméras hémisphériques au sol (visible et infrarouge) et de techniques de stéréoscopie. Cette modélisation pourrait être exploitée par la suite par EDStaR afin de modéliser les répartitions du rayonnement direct reçu au sol.

Quatrièmement, la méthode d'optimisation de la géométrie du capteur devra être approfondie.

Cinquièmement, le contrôle-commande et la stratégie de production de la centrale présentée dans cette étude devront être améliorés en utilisant des techniques propres au domaine de l'automatique. D'autres stratégies d'injection sur le réseau peuvent être envisagées, à partir du moment où cette injection est sécurisée. Dans cette étude, le fluide contenu dans le stock « tiède » n'est pas exploité (cf. section 10.3.1.1). La prochaine stratégie de contrôle-commande devra prendre en compte le retour de ce fluide dans le stock « froid ». Ce retour implique une augmentation de la température du stock « froid ». Ainsi, la stratégie de contrôle-commande devra tenir de cette élévation de température qui diffère d'une journée sur l'autre.

Sixièmement, le modèle SOLIFRE devra être modifié afin de pouvoir simuler la génération directe de vapeur à travers le récepteur afin de ne plus utiliser d'huile de synthèse comme fluide caloporteur.

Enfin, la réalisation d'un petit prototype de capteur linéaire de Fresnel (environ 5 m de long) est prévue dans le cadre d'un projet de recherche du laboratoire PIMENT. Ce capteur sera placé sur le site de l'IUT de Saint-Pierre.

De façon générale et au-delà de l'étude de l'énergie solaire, le réseau électrique de l'île doit être modélisé, si cela n'est pas encore fait, afin d'étudier précisément l'injection sur le réseau de l'électricité provenant de différentes sources d'énergie, en particulier les énergies intermittentes. Ce modèle sera l'un des outils permettant d'étudier les différents scénarios possibles de la filière énergie à la Réunion (étude de l'équilibre production-consommation) et de réaliser le plan de transition énergétique de l'île.

## **Production scientifique**

Ces travaux de thèse ont été présentés à diverses conférences scientifiques nationales et internationale :

- Tapachès E., Castaing-Lasvignottes J., Lucas F., Marc O., Bézian J.-J., Veynandt F. et Pons M., *Simulation Dynamique du Récepteur d'un Capteur de Fresnel Linéaire*, Journées

Nationales sur l'Énergie Solaire, 8-10 juillet 2014 Campus université Perpignan, Perpignan, France

- Tapachès E., Lucas F., Bézian J.-J., Veynandt F. et Pons M., *Capteur Linéaire de Fresnel : Méthode de Simulation Rapide de L'évolution du Rayonnement Solaire Absorbé par les Eléments de la Chaudière*, Journées Nationales sur l'Énergie Solaire, 8-10 juillet 2014 Campus université Perpignan, Perpignan, France
- Tapachès E., Castaing-Lasvignottes J., Lucas F., Bézian J.-J., Veynandt F., and Pons M., *Modelisation Dynamique des Transferts de Chaleur du Sein d'un Recepteur Lineaire de Fresnel : Application d'une Régulation lors de Passages Nuageux*, in "Approches multi-échelles pour la thermique, l'énergétique et le génie des procédés" Actes Congrès Français de Thermique SFT 2014, 3-6 juin, Lyon, France, J. Bonjour & P. Laurent Ed., Pub. SFT-Paris France, ISBN 978-2-37111-003-8, ISSN 1258-164X, Vol. 2 pp. 145-152 (8823.pdf), 2014.
- Tapachès E., Lucas F. et Pons M., *Solar Thermal Electricity at Small and Medium Scale: an Opportunity for the Tropical Island La Réunion*, Proceedings of the International SolarPACES Conference 2012. Marrakech, Morocco. September 11-14, 2012.



# BIBLIOGRAPHIE

- ADEME. 2011. "Feuille de Route Solaire Thermodynamique."
- Badosa, Jordi, Martial Haeffelin, and Hélène Chepfer. 2013. "Scales of Spatial and Temporal Variation of Solar Irradiance on Reunion Tropical Island." *Solar Energy* 88 (February): 42–56. doi:10.1016/j.solener.2012.11.007.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X12003982>.
- Baharoon, Dhyia Aidroos, Hasimah Abdul Rahman, Wan Zaidi Wan Omar, and Saeed Obaid Fadhl. 2015. "Historical Development of Concentrating Solar Power Technologies to Generate Clean Electricity Efficiently – A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 (January): 996–1027. doi:10.1016/j.rser.2014.09.008.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114007813>.
- Balling Jr., R C, and S B Idso. 1991. "Sulfate Aerosols of the Stratosphere and Troposphere: Combined Effects on Surface Air Temperature." *Theoretical and Applied Climatology* 44 (3-4): 239–241. doi:10.1007/BF00868179. <http://dx.doi.org/10.1007/BF00868179>.
- Bareigts, Ericka, and Daniel Fasquelle. 2014. "Rapport D'information Déposé Par Lsa Commission Des Affaires Économiques Sur L'adaptation Du Droit de L'énergie Aux Outre-Mer." Paris. <http://www.assemblee-nationale.fr/14/rap-info/i2225.asp>.
- Battles, F.J., M.A. Rubio, J. Tovar, F.J. Olmo, and L. Alados-Arboledas. 2000. "Empirical Modeling of Hourly Direct Irradiance by Means of Hourly Global Irradiance." *Energy* 25 (7) (July): 675–688. doi:10.1016/S0360-5442(00)00007-4.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544200000074>.
- Battles, FJ, FJ Olmo, and L Alados-Arboledas. 1995. "On Shadowband Correction Methods for Diffuse Irradiance Measurements." *Solar Energy* 54 (2).  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X9400115T>.
- Bertrand, Cédric, Gilles Vanderveken, and Michel Journée. 2015. "Evaluation of Decomposition Models of Various Complexity to Estimate the Direct Solar Irradiance over Belgium." *Renewable Energy* 74 (February): 618–626. doi:10.1016/j.renene.2014.08.042.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114005011>.

- Beyer, HG, Claudio Costanzo, and D Heinemann. 1996. "Modifications of the Heliosat Procedure for Irradiance Estimates from Satellite Images." *Solar Energy* 56 (3): 207–212. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X95000926>.
- Blanc, P., B. Espinar, N. Geuder, C. Gueymard, R. Meyer, R. Pitz-Paal, B. Reinhardt, et al. 2014. "Direct Normal Irradiance Related Definitions and Applications: The Circumsolar Issue." *Solar Energy* 110 (December): 561–577. doi:10.1016/j.solener.2014.10.001. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14004824>.
- Blanc, P., B. Espinar, B. Gschwind, L. Ménard, C. Thomas, and L. Wald. 2011. "High Spatial Resolution Solar Atlas in Provence-Alpes-Cote d'Azur." In *ISES Solar World Congress 2011*, 9 pp. (paper 34552). Kassel. <http://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00630734/>.
- Blanco, M.J. 2006. "Current Status of Tonatiuh - A Computer Program for the Simulation of Solar Concentrating Systems." In *16th Workshop on Crystalline Silicon Solar Cells & Modules*. Denver. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Tonatiuh:+An+object+oriented+,+distributed+computing+,+Monte-Carlo+ray+tracer+for+the+design+and+simulation+of+solar+concentrating+systems#0>.
- Boland, John, Jing Huang, and Barbara Ridley. 2013. "Decomposing Global Solar Radiation into Its Direct and Diffuse Components." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28 (December): 749–756. doi:10.1016/j.rser.2013.08.023. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005637>.
- Bosser, Pierre. 2012. "Interpolation Spatiale."
- Breyer, Christian. 2009. "GLOBAL ENERGY SUPPLY POTENTIAL OF CONCENTRATING": 15–18.
- Buie, D., C. J. Dey, and S. Bosi. 2003. "The Effective Size of the Solar Cone for Solar Concentrating Systems." *Solar Energy* 74: 417–427. doi:10.1016/S0038-092X(03)00156-7.
- Buie, DCW. 2004. "Optical Considerations in Solar Concentrating Systems." University of Sydney. <http://prijipati.library.usyd.edu.au/handle/2123/587>.
- Cano, D, JM Monget, M Albuisson, and H Guillard. 1986. "A Method for the Determination of the Global Solar Radiation from Meteorological Satellite Data." *Solar Energy* 37 (1): 31–39. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X86901040>.
- Cebecauer, T, Marcel Šúri, and Richard Perez. 2010. "High Performance MSG Satellite Model for Operational Solar Energy Applications." ... *Solar Conference, Phoenix, USA*: 5–9. <http://asrc.albany.edu/people/faculty/perez/2010/msg.pdf>.
- Chaves, Julio, and Manuel Collares-Pereira. 2010. "Etendue-Matched Two-Stage Concentrators with Multiple Receivers." *Solar Energy* 84 (2) (February): 196–207. doi:10.1016/j.solener.2009.10.022. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09002631>.
- Cirre, Cristina M, Manuel Berenguel, Loreto Valenzuela, and Eduardo F Camacho. 2007. "Feedback Linearization Control for a Distributed Solar Collector Field" 15: 1533–1544. doi:10.1016/j.conengprac.2007.03.002.

- Cros, S, O Liandrat, N Sébastien, and N Schumutz. 2013. "Clear Sky Models Assessment for an Operational PV Production Forecasting Solution." In *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. <http://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00870092/>.
- Delatorre, J., G. Baud, J.J. Béziau, S. Blanco, C. Caliot, J.F. Cornet, C. Coustet, et al. 2014. "Monte Carlo Advances and Concentrated Solar Applications." *Solar Energy* 103 (May): 653–681. doi:10.1016/j.solener.2013.02.035. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X13001448>.
- Dobos, A., T. Neises, and M. Wagner. 2013. "Advances in CSP Simulation Technology in the System Advisor Model." In *Energy Procedia*, 49:2482–2489. doi:10.1016/j.egypro.2014.03.263.
- Drummond, A J. 1956. "On the Measurement of Sky Radiation." *Archiv Für Meteorologie, Geophysik Und Bioklimatologie, Serie B* 7 (3-4): 413–436. doi:10.1007/BF02242969. <http://dx.doi.org/10.1007/BF02242969>.
- Eck, Markus, and Tobias Hirsch. 2007. "Dynamics and Control of Parabolic Trough Collector Loops with Direct Steam Generation" 81: 268–279. doi:10.1016/j.solener.2006.01.008.
- Erbs, D.G., S.A. Klein, and J.A. Duffie. 1982. "Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation." *Solar Energy*. doi:10.1016/0038-092X(82)90302-4.
- Facão, Jorge, and Armando C. Oliveira. 2011. "Numerical Simulation of a Trapezoidal Cavity Receiver for a Linear Fresnel Solar Collector Concentrator." *Renewable Energy* 36 (1) (January): 90–96. doi:10.1016/j.renene.2010.06.003. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148110002594>.
- Fang, Shoufan, George Z. Gertner, and Alan A. Anderson. 2004. "Estimation of Sensitivity Coefficients of Nonlinear Model Input Parameters Which Have a Multinormal Distribution." *Computer Physics Communications* 157: 9–16. doi:10.1016/S0010-4655(03)00488-0.
- Fernandes, D., F. Pitié, G. Cáceres, and J. Baeyens. 2012. "Thermal Energy Storage: 'How Previous Findings Determine Current Research Priorities.'" *Energy* 39 (1) (March): 246–257. doi:10.1016/j.energy.2012.01.024. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212000291>.
- Ferriere, Alain. 2009. "Les Centrales Solaires À Concentration , Une Solution Pour La Production Massive D ' Électricité Verte ?" Odeillo.
- Flamant, Gilles, Daniel Gauthier, Hadrien Benoit, Jean-Louis Sans, Roger Garcia, Benjamin Boissière, Renaud Ansart, and Mehdi Hemati. 2013. "Dense Suspension of Solid Particles as a New Heat Transfer Fluid for Concentrated Solar Thermal Plants: On-Sun Proof of Concept." *Chemical Engineering Science* 102 (October): 567–576. doi:10.1016/j.ces.2013.08.051. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0009250913006039>.
- Flores Larsen, S., M. Altamirano, and a. Hernández. 2012. "Heat Loss of a Trapezoidal Cavity Absorber for a Linear Fresnel Reflecting Solar Concentrator." *Renewable Energy* 39 (1)

- (March): 198–206. doi:10.1016/j.renene.2011.08.003.  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148111004460>.
- Galassi, Mark, Jim Davies, James Theiler, Brian Gough, Gerard Jungman, Michael Booth, and Fabrice Rossi. 2009. "GNU Scientific Library Reference Manual." *Distribution* 954161734: 592. doi:ISBN 0954612078. <http://www.gnu.org/software/gsl/>.
- García, I Llorente, JL Álvarez, and Daniel Blanco. 2011. "Performance Model for Parabolic Trough Solar Thermal Power Plants with Thermal Storage: Comparison to Operating Plant Data." *Solar Energy*. doi:10.1016/j.solener.2011.07.002.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X11002441>.
- Garrison, J.D. 1985. "A Study of the Division of Global Irradiance into Direct and Diffuse Irradiance at Thirty-Three U.S. Sites." *Solar Energy* 35 (4) (January): 341–351.  
 doi:10.1016/0038-092X(85)90142-2.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X85901422>.
- Gil, Antoni, Marc Medrano, Ingrid Martorell, Ana Lázaro, Pablo Dolado, Belén Zalba, and Luisa F. Cabeza. 2010. "State of the Art on High Temperature Thermal Energy Storage for Power Generation. Part 1-Concepts, Materials and Modellization." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14: 31–55. doi:10.1016/j.rser.2009.07.035.
- Gnielinski, Volker. 1976. "New Equations for Heat and Mass Transfer in Turbulent Pipe and Channel Flow." *International Chemical Engineering* 16: 359–368.
- Graham, L.C. 1974. "Synthetic Interferometer Radar for Topographic Mapping." *Proceedings of the IEEE* 62 (6). doi:10.1109/PROC.1974.9516.
- Gueymard, CA, and SM Wilcox. 2009. "Spatial and Temporal Variability in the Solar Resource: Assessing the Value of Short-Term Measurements at Potential Solar Power Plant Sites." *Solar 2009 ASES Conf* (May).  
[http://www.researchgate.net/publication/236314629\\_Spatial\\_and\\_temporal\\_variability\\_in\\_the\\_solar\\_resource\\_assessing\\_the\\_value\\_of\\_short-term\\_measurements\\_at\\_potential\\_solar\\_power\\_plant\\_sites/file/50463524c5c1a65a87.pdf](http://www.researchgate.net/publication/236314629_Spatial_and_temporal_variability_in_the_solar_resource_assessing_the_value_of_short-term_measurements_at_potential_solar_power_plant_sites/file/50463524c5c1a65a87.pdf).
- Gueymard, Christian A. 2005. "Importance of Atmospheric Turbidity and Associated Uncertainties in Solar Radiation and Luminous Efficacy Modelling." *Energy* 30 (9) (July): 1603–1621. doi:10.1016/j.energy.2004.04.040.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544204002294>.
- Guezello, Alin, and Richard Huitelec. 2013. "Bilan Énergétique de L'île de La Réunion 2012." Saint-Denis.
- Häberle, Andreas, Christian Zahler, Hansjörg Lerchenmüller, and Max Mertins. "The Solarmundo Line Focussing Fresnel Collector . Optical and Thermal Performance and Cost Calculations ."
- Hauer, Andreas. 2013. "Thermal Energy Storage - Technology Brief E17."
- Helton, J. C., and F. J. Davis. 2003. "Latin Hypercube Sampling and the Propagation of Uncertainty in Analyses of Complex Systems." *Reliability Engineering and System Safety*. doi:10.1016/S0951-8320(03)00058-9.

- Incropera, Frank P, David P DeWitt, Theodore L Bergman, and Adrienne S Lavine. 2006. *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. Edited by John Wiley & Sons. 6th Editio.
- Ineichen, Pierre. 2008. "Comparison and Validation of Three Global-to-Beam Irradiance Models against Ground Measurements." *Solar Energy* 82 (6) (June): 501-512.  
doi:10.1016/j.solener.2007.12.006.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X07002551>.
- Iqbal, M. 1980. "Prediction of Hourly Diffuse Solar Radiation from Measured Hourly Global Radiation on a Horizontal Surface." *Solar Energy* 24 (5) (January): 491-503.  
doi:10.1016/0038-092X(80)90317-5.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X80903175>.
- Jumaux, Guillaume, Hubert Quetelard, and Denis Roy. 2011. "Atlas Climatique de La Réunion." Saint-Denis.
- Kasten, F., K. Dehne, and W. Brettschneider. 1983. "Improvement of Measurement of Diffuse Radiation." In *Solar Energy Data: Proceedings of Te EC Contractors' Meeting Held In Brussels 18-19 October 1982*. Dordrecht, Holland; Boston; Hingham, MA: D. Reidel Pub. Co. for the Commission of the European Communities ; Sold and distributed in the U.S.A. and Canada by Kluwer Boston.
- Kleissl, Jan, Richard Perez, Tomáš Cebecauer, and Marcel Šúri. 2013. *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. Elsevier.  
doi:10.1016/B978-0-12-397177-7.00002-4.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123971777000024>.
- Kolb, Gregory J., and Vahab Hassani. 2006. "Performance Analysis of Thermocline Energy Storage Proposed for the 1 MW Saguario Solar Trough Plant." *Solar Energy* 2006: 1-5.  
doi:10.1115/ISEC2006-99005.  
<http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleid=1597546>.
- Krauth, Werner. 1996. "Introduction to Monte Carlo Algorithms." Paris.
- Kuehn, T. H., and R. J. Goldstein. 1976. "An Experimental and Theoretical Study of Natural Convection in the Annulus between Horizontal Concentric Cylinders." *Journal of Fluid Mechanics* 74 (04) (March 29): 695. doi:10.1017/S0022112076002012.  
<http://journals.cambridge.org/action/displayFulltext?type=8&fid=373847&jid=FLM&volumeId=74&issueId=04&aid=373845&bodyId=&membershipNumber=&societyETOCSession=>
- Lanini, Fabienne. 2010. "DIVISION OF GLOBAL RADIATION INTO DIRECT RADIATION AND DIFFUSE RADIATION." University of Bern.
- LeBaron, B.A., J.J. Michalsky, and R. Perez. 1990. "A Simple Procedure for Correcting Shadowband Data for All Sky Conditions." *Solar Energy*. doi:10.1016/0038-092X(90)90053-F.
- Lefèvre, M., a. Oumbe, P. Blanc, B. Espinar, B. Gschwind, Z. Qu, L. Wald, et al. 2013. "McClear: A New Model Estimating Downwelling Solar Radiation at Ground Level in Clear-Sky Conditions." *Atmospheric Measurement Techniques* 6 (9) (September 17): 2403-2418.  
doi:10.5194/amt-6-2403-2013. <http://www.atmos-meas-tech.net/6/2403/2013/>.

- Lefèvre, M., L. Wald, and L. Diabaté. 2007. "Using Reduced Data Sets ISCCP-B2 from the Meteosat Satellites to Assess Surface Solar Irradiance." *Solar Energy* 81 (2) (February): 240–253. doi:10.1016/j.solener.2006.03.008. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X06000867>.
- Liu, Benjamin Y.H., and Richard C. Jordan. 1960. "The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation." *Solar Energy* 4 (3) (July): 1–19. doi:10.1016/0038-092X(60)90062-1. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X60900621>.
- Lohmann, S., C. Schillings, B. Mayer, and R. Meyer. 2006. "Long-Term Variability of Solar Direct and Global Radiation Derived from ISCCP Data and Comparison with Reanalysis Data." *Solar Energy* 80 (11) (November): 1390–1401. doi:10.1016/j.solener.2006.03.004. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X0600082X>.
- Long, CN, and EG Dutton. 2002. "BSRN Global Network Recommended QC Tests, V2. X." [http://epic.awi.de/30083/1/BSRN\\_recommended\\_QC\\_tests\\_V2.pdf](http://epic.awi.de/30083/1/BSRN_recommended_QC_tests_V2.pdf).
- López, G., T. Muneer, and R. Claywell. 2004. "Assessment of Four Shadow Band Correction Models Using Beam Normal Irradiance Data from the United Kingdom and Israel." *Energy Conversion and Management* 45 (13-14) (August): 1963–1979. doi:10.1016/j.enconman.2003.11.001. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890403003388>.
- López, Gabriel, Miguel Angel Rubio, and Francisco J. Batlles. 2000. "Estimation of Hourly Direct Normal from Measured Global Solar Irradiance in Spain." *Renewable Energy* 21 (2) (October): 175–186. doi:10.1016/S0960-1481(99)00121-4. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148199001214>.
- Lott, Melissa C., and Sang-Il Kim. 2014. "Technology Roadmap: Energy Storage." Paris. doi:10.1007/SpringerReference\_7300.
- Manenti, Flavio, and Zohreh Ravaghi-ardebili. 2013. "Dynamic Simulation of Concentrating Solar Power Plant and Two-Tanks Direct Thermal Energy Storage Q." *Energy* 55: 89–97. doi:10.1016/j.energy.2013.02.001. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.001>.
- Maxwell, Eugene L. 1987. "A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation." Golden.
- McMahan, AC. 2006. "Design & Optimization of Organic Rankine Cycle Solar-Thermal Powerplants." University of Wisconsin-Madison. <http://144.92.161.87/handle/1793/7889>.
- Meinel, Aden B, Marjorie P Meinel, and Jon G McGowan. 1977. "Applied Solar Energy: An Introduction." *American Journal of Physics* 45 (5).
- Metropolis, Nicholas, and S. Ulam. 1949. "The Monte Carlo Method." *Journal of the American Statistical Association* 44: 335–341. doi:10.1080/01621459.1949.10483310. [http://links.jstor.org/sici?sici=0162-1459\(194909\)44:247<335:TMCM>2.0.CO;2-3](http://links.jstor.org/sici?sici=0162-1459(194909)44:247<335:TMCM>2.0.CO;2-3).
- Mills, D R, P Le Lievre, and G L Morrison. 2000. "First Results from Compact Linear Fresnel Reflector Installation": 1–7.

- Mills, DR, and GL Morrison. 2000. "Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Powerplants." *Solar Energy* 68 (3): 263–283. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X99000687>.
- Morin, Gabriel, Jürgen Dersch, Werner Platzer, Markus Eck, and Andreas Häberle. 2012. "Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector Power Plants." *Solar Energy* 86 (1) (January): 1–12. doi:10.1016/j.solener.2011.06.020. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X11002325>.
- Morin, Gabriel, Werner Platzer, Markus Eck, Ralf Uhlig, Andreas Häberle, Michael Berger, and Eduardo Zarza. 2006. "Road Map towards the Demonstration of a Linear Fresnel Collector Using a Single Tube Receiver." In *13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*, 1–10. Seville. <http://elib-v3.dlr.de/44052/1/B3-S3-MORIN.pdf>.
- Muneer, T. 2007. *Solar Radiation and Daylight Models*. <http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=IfkDAQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&dq=Solar+Radiation+and+Daylight+Models&ots=mMDO9MP62x&sig=f3MTsL75g464I3HTAxnv2JLcDHg>.
- Muneer, T, and X Zhang. 2001. "A New Method for Correcting Shadow Band Diffuse Irradiance Data." *Journal of Solar Energy Engineering* 124 (1) (March 1): 34–43. <http://dx.doi.org/10.1115/1.1435647>.
- Okafor, Izuchukwu F., Jaco Dirker, and Josua P. Meyer. 2014. "Influence of Circumferential Solar Heat Flux Distribution on the Heat Transfer Coefficients of Linear Fresnel Collector Absorber Tubes." *Solar Energy* 107 (September): 381–397. doi:10.1016/j.solener.2014.05.011. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X14002394>.
- Ong, Sean, Clinton Campbell, Paul Denholm, Robert Margolis, and Garvin Heath. 2013. "Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States." <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>.
- Orgill, J.F., and K.G.T. Hollands. 1977. "Correlation Equation for Hourly Diffuse Radiation on a Horizontal Surface." *Solar Energy* 19 (4) (January): 357–359. doi:10.1016/0038-092X(77)90006-8. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X77900068>.
- Perez, Richard, Pierre Ineichen, E Maxwell, Robert Seals, and Antoine Zelenka. 1992. "Dynamic Global to Direct Conversion Models." *ASHRAE Transactions Research Series* 98: 354–369. [http://www.cuepe.ch/html/biblio/pdf/perez-ineichen 1992 - dynamic global-to-direct irradiance conversion model \(ashrae\).pdf](http://www.cuepe.ch/html/biblio/pdf/perez-ineichen%201992%20-%20dynamic%20global-to-direct%20irradiance%20conversion%20model%20(ashrae).pdf).
- Perez, Richard, Pierre Ineichen, Eugene L. Maxwell, Robert Seals, Antoine Zelenka, and Maxwell. 1991. "Dynamic Global-to-Direct Irradiance Conversion Models." In *ISES Solar World Congress*, 98:951{956. Denver. [http://www.cuepe.ch/html/biblio/pdf/perez-ineichen 1992 - dynamic global-to-direct irradiance conversion model \(ashrae\).pdf](http://www.cuepe.ch/html/biblio/pdf/perez-ineichen%201992%20-%20dynamic%20global-to-direct%20irradiance%20conversion%20model%20(ashrae).pdf).
- Perez, Richard, Pierre Ineichen, Kathy Moore, Marek Kmiecik, Cyril Chain, Ray George, and Frank Vignola. 2002. "A New Operational Model for Satellite-Derived Irradiances: Description and Validation." *Solar Energy* 73 (5): 307–317. doi:10.1016/S0038-092X(02)00122-6. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X02001226>.

- Perez, Richard, Robert Seals, and Antoine Zelenka. 1997. "Comparing Satellite Remote Sensing and Ground Network Measurements for the Production of Site/time Specific Irradiance Data." *Solar Energy* 60 (2) (February): 89–96. doi:10.1016/S0038-092X(96)00162-4. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X96001624>.
- Pharabod, François, and Cédric Philibert. 1991. "Les Centrales Solaires LUZ." *Comité d'Action Pour Le Solaire, Paris*. Paris. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Les+centrales+solaires+LUZ#0>.
- Pharr, Matt, and Greg Humphreys. 2004. *Physically Based Rendering: From Theory to Implementation*. *Annals of Physics*. doi:10.1016/B978-0-12-375079-2.50007-X. <http://dl.acm.org/citation.cfm?id=975275>.
- Philibert, Cédric. 2010. "Technology Roadmap: Concentrating Solar Power." Paris. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Technology+Roadmap+Concentrating+Solar+Power#9>.
- Philibert, Cédric. 2013. "Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity." Paris.
- Powell, Kody M., and Thomas F. Edgar. 2012. "Modeling and Control of a Solar Thermal Power Plant with Thermal Energy Storage." *Chemical Engineering Science* 71 (March): 138–145. doi:10.1016/j.ces.2011.12.009. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0009250911008657>.
- Pye, John D, Graham L Morrison, and Masud Behnia. 2003. "Transient Modelling of Cavity Receiver Heat Transfer for the Compact Linear Fresnel Reflector." In *Destination Renewables - ANZSES 2003*, edited by Australian and New Zealand Solar Energy Society.
- Qu, Zhipeng. 2013. "La Nouvelle Méthode Heliosat-4 Pour L'évaluation Du Rayonnement Solaire Au Sol." *École nationale supérieure des mines de Paris*. <http://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00957358>.
- Rabl, A, NB Goodman, and R Winston. 1979. "Practical Design Considerations for CPC Solar Collectors." *Solar Energy*: 373–381. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X79901920>.
- Rabl, Ari. 1985. *Active Solar Collectors and Their Applications*. New York. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Active+Solar+Collectors+and+Their+Applications#0>.
- Reindl, D.T., W.A. Beckman, and J.A. Duffie. 1990. "Diffuse Fraction Correlations." *Solar Energy* 45 (1) (January): 1–7. doi:10.1016/0038-092X(90)90060-P. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X9090060P>.
- Reno, Matthew J, Clifford W Hansen, and Joshua S Stein. 2012. "The Variability Index: A New and Novel Metric for Quantifying Irradiance and PV Output Variability." In *World Renewable Energy Forum*. Denver.
- Ridley, Barbara, John Boland, and Philippe Lauret. 2010. "Modelling of Diffuse Solar Fraction with Multiple Predictors." *Renewable Energy* 35 (2) (February): 478–483. doi:10.1016/j.renene.2009.07.018. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.018>.



- Rigollier, C, M Lefèvre, and L Wald. 2004. "The Method Heliosat-2 for Deriving Shortwave Solar Radiation from Satellite Images." *Solar Energy* 77 (2) (January): 159–169. doi:10.1016/j.solener.2004.04.017. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X04001082>.
- Roccia, J P, B Piaud, C Coustet, C Caliot, E Guillot, G Flamant, and J Delatorre. 2012. "SOLFAST, a Ray-Tracing Monte-Carlo Software for Solar Concentrating Facilities." *Journal of Physics: Conference Series* 369 (June 11): 012029. doi:10.1088/1742-6596/369/1/012029. <http://stacks.iop.org/1742-6596/369/i=1/a=012029?key=crossref.c46a1244587a3750234b6b0bce038cd1>.
- Rodat, S., J.V.D. Souza, S. Thebault, V. Vuillerme, and N. Dupassieux. 2014. "Dynamic Simulations of Fresnel Solar Power Plants." *Energy Procedia* 49: 1501–1510. doi:10.1016/j.egypro.2014.03.159. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610214006134>.
- Rovira, Antonio, María José, Manuel Valdes, and José María Martínez-val. 2011. "Energy Management in Solar Thermal Power Plants with Double Thermal Storage System and Subdivided Solar Field" 88: 4055–4066. doi:10.1016/j.apenergy.2011.04.036.
- Ruiz-Arias, J.A., H. Alsamamra, J. Tovar-Pescador, and D. Pozo-Vázquez. 2010. "Proposal of a Regressive Model for the Hourly Diffuse Solar Radiation under All Sky Conditions." *Energy Conversion and Management* 51 (5) (May): 881–893. doi:10.1016/j.enconman.2009.11.024. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890409004695>.
- Ruiz-Arias, José a., Tomáš Cebecauer, Joaquín Tovar-Pescador, and Marcel Šúri. 2010. "Spatial Disaggregation of Satellite-Derived Irradiance Using a High-Resolution Digital Elevation Model." *Solar Energy* 84 (9) (September): 1644–1657. doi:10.1016/j.solener.2010.06.002. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X10002136>.
- Sahoo, Sudhansu S., Suneet Singh, and Rangan Banerjee. 2012. "Analysis of Heat Losses from a Trapezoidal Cavity Used for Linear Fresnel Reflector System." *Solar Energy* 86 (5) (May): 1313–1322. doi:10.1016/j.solener.2012.01.023. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X12000394>.
- Schwarzbözl, Peter, Mark Schmitz, and Robert Pitz-Paal. 2009. "Visual HFLCAL – A Software Tool for Layout and Optimisation of Heliostat Fields." *SolarPACES Conference*.
- Simbolotti, Giorgio. 2013. "Concentrating Solar Power: Technology Brief E10."
- Skartveit, Arvid, and J A N Asle Olseth. 1986. "MODELLING SLOPE IRRADIANCE AT HIGH LATITUDES" 36 (4): 333–344.
- Skartveit, Arvid, Jan Asle Olseth, and Marit Elisabet Tuft. 1998. "An Hourly Diffuse Fraction Model with Correction for Variability and Surface Albedo." *Solar Energy* 63 (3) (September): 173–183. doi:10.1016/S0038-092X(98)00067-X. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X9800067X>.
- Spoladore, Marco, EF Camacho, and ME Valcher. 2011. "Distributed Parameters Dynamic Model of a Solar Fresnel Collector Field." *World Congress*. <http://www.ifac-papersonline.net/Detailed/52333.html>.

- Steele, J. Michael. 1987. "Non-Uniform Random Variate Generation (Luc Devroye)." *SIAM Review*. doi:10.1137/1029148.
- Stein, JS, CW Hansen, and MJ Reno. 2012. "The Variability Index: A New and Novel Metric for Quantifying Irradiance and PV Output Variability." *World Renewable Energy ...*: 1–7. [http://energy.sandia.gov/wp/wp-content/gallery/uploads/Stein\\_ASES\\_2012\\_VI\\_paper\\_SAND2012-2088C1.pdf](http://energy.sandia.gov/wp/wp-content/gallery/uploads/Stein_ASES_2012_VI_paper_SAND2012-2088C1.pdf).
- Velázquez, N., O. García-Valladares, D. Saucedo, and R. Beltrán. 2010. "Numerical Simulation of a Linear Fresnel Reflector Concentrator Used as Direct Generator in a Solar-GAX Cycle." *Energy Conversion and Management* 51 (3) (March): 434–445. doi:10.1016/j.enconman.2009.10.005. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890409003938>.
- Veynandt, François. 2011. "Cogénération Héliothermodynamique Avec Concentrateur Linéaire de Fresnel : Modélisation de L ' Ensemble Du Procédé Rapport de Thèse de Doctorat."
- Vignola, Frank, Joseph Michalsky, and Thomas Stoffel. 2012. *Solar and Infrared Radiation Measurements. Solar and Infrared Radiation Measurements. Energy and the Environment*. CRC Press. doi:10.1201/b12367-2. <http://dx.doi.org/10.1201/b12367-2>.
- Vogel, Werner, and Henry Kalb. 2010. *Large-Scale Solar Thermal Power: Technologies, Costs and Development. Large-Scale Solar Thermal Power: Technologies, Costs and Development*. doi:10.1002/9783527629992.
- Wendelin, Tim. 2003. "SolTRACE: A New Optical Modeling Tool for Concentrating Solar Optics." In *Solar Energy*, 253–260. doi:10.1115/ISEC2003-44090. <http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleid=1573456>.
- Wilbert, Stefan, Robert Pitz-Paal, and Joachim Jaus. 2012. "Circumsolar Radiation and Beam Irradiance Measurements for Focusing Collectors." In *ES1002: Cost Wire Workshop*. <http://elib.dlr.de/78602/>.
- Younes, S., R. Claywell, and T. Muneer. 2005. "Quality Control of Solar Radiation Data: Present Status and Proposed New Approaches." *Energy* 30 (9) (July): 1533–1549. doi:10.1016/j.energy.2004.04.031. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544204002233>.
- Zelenka, A, G Czeplak, and V D'Agostino. 1992. "Techniques for Supplementing Solar Radiation Network Data." *Report IEA Task*. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Techniques+for+supplementing+solar+radiation+network+data#0>.
- Zhu, Guangdong. 2013. "Development of an Analytical Optical Method for Linear Fresnel Collectors." *Solar Energy* 94 (August): 240–252. doi:10.1016/j.solener.2013.05.003. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X13001862>.
- Zhu, Guangdong, Tim Wendelin, Michael J. Wagner, and Chuck Kutscher. 2013. "History, Current State, and Future of Linear Fresnel Concentrating Solar Collectors." *Solar Energy* (July). doi:10.1016/j.solener.2013.05.021. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X13002120>.

# ANNEXE A

## Quelques notions

Cette annexe a pour but de définir l'ensemble des termes relatifs au Soleil et utilisés dans cet ouvrage. Il existe un grand nombre de documents définissant ces termes (normes, livre spécialisé, cours, note technique, etc.), toutefois ces documents n'utilisent pas forcément tous les mêmes notations et formules mathématiques liant ces termes. C'est pour cette raison qu'il est nécessaire de définir clairement les termes utilisés.

Dans un souci de clarté et de cohérence avec les standards internationaux, la grande majorité des définitions et notations associées aux termes présentés ci-dessous reprennent la norme *ISO 9488:1999 Énergie Solaire*. Certaines notations présentées dans la norme ont été remplacées par d'autres notations plus couramment utilisées et officieusement admises par la communauté. Le reste des termes définis dans cette annexe proviennent d'ouvrages spécialisés ou de notes techniques. Ces documents références sont mentionnés au fur et à mesure.

### A.1 Quelques notions d'astronomie

#### A.1.1 La Terre par rapport au Soleil

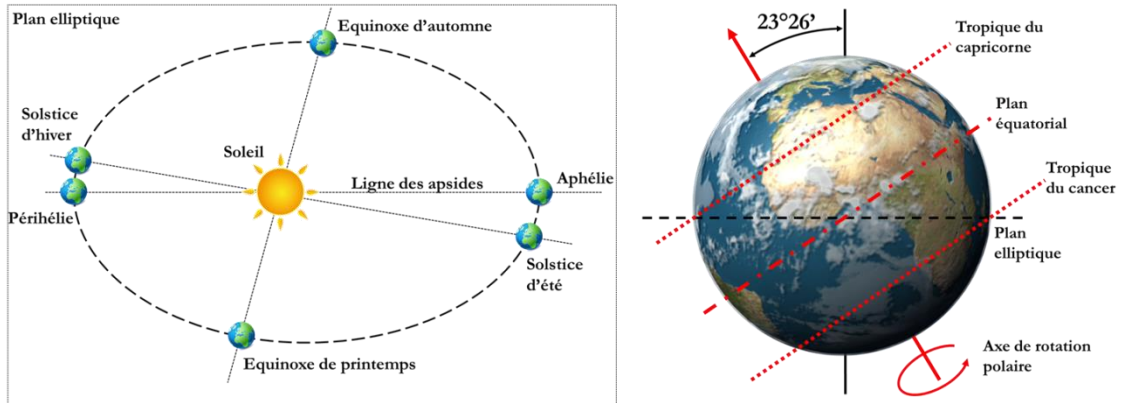
Au cours d'une année (365,25 jours), la Terre décrit une trajectoire écliptique autour du Soleil. Cette trajectoire, aussi appelée orbite, est inscrite dans ce que l'on appelle le *plan elliptique*. Dans ce plan, la première loi de Kepler montre que cette trajectoire peut être décrite par l'équation paramétrique suivante :

$$M(\theta) = \begin{cases} x = \frac{a \cdot (1 - e^2)}{1 + e \cdot \cos(\theta)} \cdot \cos(\theta) \\ y = \frac{a \cdot (1 - e^2)}{1 + e \cdot \cos(\theta)} \cdot \sin(\theta) \end{cases} \quad (\text{A.1})$$

où  $a$  est le demi-grand axe de l'ellipse et  $e$  son excentricité. Cette dernière peut être définie relativement par rapport à  $a$ . Ainsi, pour obtenir la distance absolue entre le centre de l'ellipse et l'un de ses foyers occupés par le Soleil il suffit de multiplier  $a$  par  $e$ .

Pour la Terre  $a$  vaut 149 597 871 km soit 1 Unité Astronomique (U.A.) et  $e$  vaut 0,0017. Le graphique de droite de la [Figure 71](#) représente cette trajectoire et met en évidence la variation

de la distance Soleil-Terre tout au long de l'année. Cette distance atteint ces extrêmes lorsque la Terre croise le grand axe de l'ellipse, appelé *ligne des apsides*. La position correspondant au maximum est appelée *aphélie* et celle correspondant au minimum est appelée *périhélie*.



**Figure 71 : Position de la Terre dans le plan elliptique**

L'axe de rotation de la Terre est incliné d'un angle d'environ  $23^{\circ} 26'$  par rapport à la normale au plan elliptique passant par le centre de la Terre. À partir de cet axe, l'on peut définir le plan équatorial terrestre comme le plan normal à l'axe de rotation de la Terre et passant par son centre.

À partir des termes et notions précédemment définies, l'on peut définir quatre lieux particuliers sur la trajectoire de la Terre :

1. L'*équinoxe d'automne* est le lieu et l'instant où le Soleil traverse le plan équatorial terrestre et que la distance Soleil-Terre est en phase descendante.

2. L'*équinoxe de printemps* est le lieu et l'instant où le Soleil traverse le plan équatorial terrestre et que la distance Soleil-Terre est en phase ascendante.

La droite passant par ces équinoxes et par le Soleil est appelée *ligne des équinoxes*.

3. Le *solstice d'été* est l'intersection entre la trajectoire de la Terre et la droite perpendiculaire à la ligne des équinoxes passant par le Soleil. Le *solstice d'été* est l'intersection la plus proche de l'*aphélie*.

4. Le *solstice d'hiver* adopte la même définition à la différence qu'il correspond au point d'intersection le plus proche du *périhélie*.

### ***A.1.2 Le Soleil par rapport à la Terre***

Avant de définir la position apparente du Soleil par rapport à un point localisé sur la surface de la Terre, il est nécessaire de définir les notions permettant de localiser ce point.

La forme de la surface de la Terre est géométriquement complexe. La meilleure approximation de cette surface est un géoïde. Le géoïde terrestre est la surface équipotentielle du champ de gravité qui correspond le mieux à la surface moyenne des mers et des océans. Du fait de l'inégale répartition des masses à la surface et l'intérieur de la Terre, l'orientation du champ de pesanteur varie à la surface de la Terre. Par conséquent, la forme du géoïde terrestre n'est pas lisse. Cela apporte une complexité qui s'ajoute à celle de sa définition mathématique. Ainsi, l'on préfère utiliser un ellipsoïde de révolution afin de représenter la surface de la Terre. L'ellipsoïde terrestre de référence est celui utilisé dans le référentiel géodésique *WGS 84*, mise au point par l'agence nationale américaine de l'imagerie et de la cartographie (NIMA). Ce référentiel est un repère affine ayant pour origine le centre des masses de la Terre, deux axes orthogonaux contenus dans le plan équatorial et un troisième axe confondu avec l'axe de rotation de la Terre. Ce référentiel est utilisé par le système de localisation mondiale *GPS*.

L'ellipsoïde terrestre *WGS 84* peut être défini par l'équation paramétrique suivante :

$$M(\phi_c, \lambda) = \begin{cases} x = a \cdot \cos(\psi) \cdot \cos(\lambda) \\ y = a \cdot \cos(\psi) \cdot \sin(\lambda) \\ z = c \cdot \sin(\psi) \end{cases} \quad (\text{A.2})$$

où  $a$  est le demi-grand axe ou rayon équatorial et  $c$  est le demi-petit axe ou rayon polaire.

$a$  vaut 6 378 137 m et  $c$  vaut 6 356 752,3 m.

C'est à partir du référentiel *WGS 84* que sont définies la longitude et la latitude dite géodésique ou géographique. Ce sont ces coordonnées qui sont utilisées dans la plupart des cartes et dans ce document.

#### **Latitude (géographique) : $\phi_g$ [°]**

Angle que fait la normale à l'ellipsoïde *WGS 84* avec le plan équatorial terrestre. Ainsi cet angle vaut 0° à niveau de l'équateur, +90° et -90°, respectivement au pôle Nord et au pôle Sud. Il ne correspond pas au paramètre angulaire  $\psi$  défini dans l'équation(A.2).

#### **Longitude (géographique) : $\lambda_g$ [°]**

Angle formé par deux plans sécants le long de l'axe polaire. Afin d'avoir une référence, l'un de ces plans passe par la ville de Greenwich (Angleterre). À partir de l'équation (A.2), une autre définition peut être utilisée ; une longitude est une courbe d'isovaleur correspondant au paramètre angulaire  $\lambda$  de l'ellipsoïde *WGS 84*.

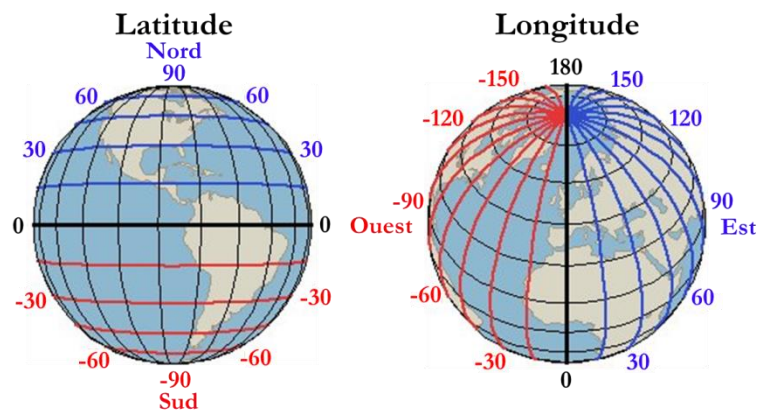


Figure 72 : Latitude et longitude

**Altitude (géographique) :  $h_g$  [m]**

L'altitude d'un point localisé sur la surface de la Terre ( $\phi_g, \lambda_g$ ) est la distance, le long de la normale à l'ellipsoïde *WGS 84*, entre ce point et un autre point situé sur le géoïde terrestre de référence. Sur la Figure 73, l'altitude du point N est la distance qui le sépare du point M situé sur le géoïde de référence. Le géoïde utilisé dans ce document dérive du modèle gravitationnel *EGM 96* mise au point par le *NIMA* et la *NASA*.

**Zénith ou axe zénithal :**

Axe passant par l'observateur et normal à l'ellipsoïde *WGS 84*.

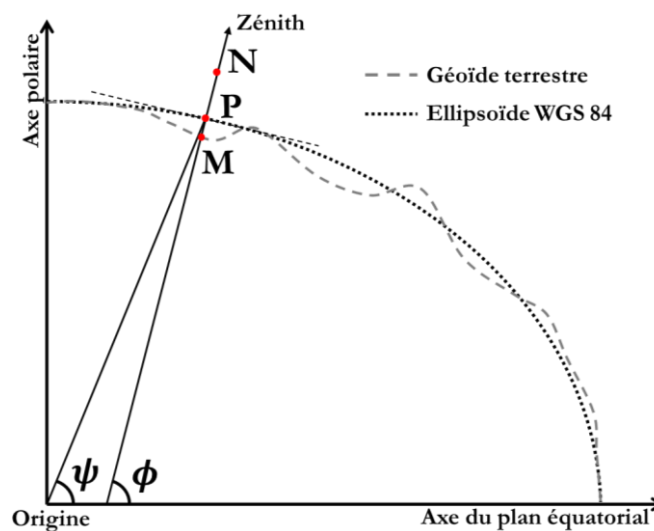


Figure 73 : Position sur le géoïde et l'ellipsoïde terrestre

Dans le ciel la position apparente du Soleil peut se repérer par différent couple d'angles. Les définitions de ces angles sont présentées ci-après. Ces définitions sont extraites en partie de la norme *ISO 9488:1999*.

**Déclinaison solaire :  $\delta$  [° ou rad]**

Angle formé par la droite reliant le centre de la Terre au centre du Soleil et le plan équatorial. La déclinaison est égale à zéro aux équinoxes et varie de +23,45° (solstice d'été) à -23,45° (solstice d'hiver).

**Angle horaire du Soleil :  $\omega$  [° ou rad]**

Angle formé par la projection du Soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du Soleil sur ce même plan au midi vrai (cf. section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). L'angle horaire du Soleil augmente approximativement de 360° en 24 h (environ 15° par heure); il est mesuré négativement le matin et positivement l'après-midi.

**Azimut solaire :  $\gamma_s$  [° ou rad]**

Angle entre l'axe Nord-Sud et la projection sur le plan horizontal de la droite reliant la Terre au Soleil, mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre dans l'hémisphère Nord et dans le sens contraire dans l'hémisphère Sud, en utilisant les projections sur le plan horizontal du point d'observation. L'azimut solaire est négatif le matin (direction est), égal à 0° ou 180° à midi (suivant les valeurs relatives de la déclinaison solaire et de la latitude locale), et positif l'après-midi (direction Ouest), sur tout le globe. Il diffère de l'azimut géographique, lequel est toujours mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du Nord, indépendamment de l'hémisphère du point d'observation.

**Zénith solaire :  $\theta_z$  [° ou rad]**

Angle formé par la droite reliant la Terre au Soleil et le zénith au point d'observation. Il vaut 0° au zénith et 90° sur le plan tangent à l'ellipsoïde *WGS 84* au point d'observation.

**Élévation solaire :  $\alpha_s$  [° ou rad]**

Angle formé par la droite reliant la Terre au Soleil et le plan tangent à l'ellipsoïde *WGS 84* au point d'observation. C'est le complément de la distance zénithale du Soleil  $\alpha_z = 90^\circ - \theta_z$ .

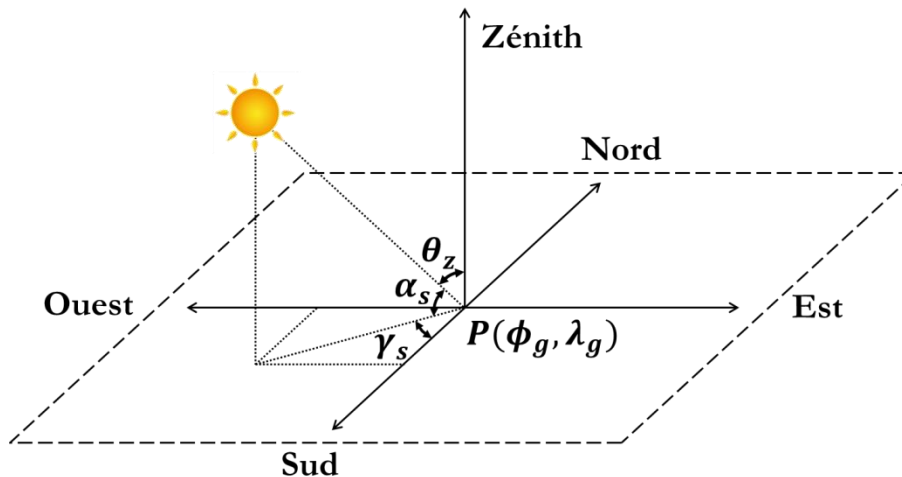


Figure 74 : Position apparente du Soleil

### A.1.3 Calcul de la position apparente du Soleil à partir de l'heure locale

Le but de cette partie est de présenter les étapes et équations nécessaires à la détermination des différents angles solaire, à partir de : l'heure locale et de la position de l'observateur sur le globe. Dans certains cas, il existe plusieurs formules approximatives pour calculer une même grandeur. Seules les équations utilisées pour ce travail de recherche sont présentées :

Données nécessaires au calcul :

- Latitude :  $\phi_g$
- Longitude :  $\lambda_g$
- Décalage horaire :  $TZ$  (pour Time Zone)
- Daylight saving time :  $DST$
- Jour de l'année :  $DoY$  (pour Day of Year)
- Heure locale de la journée en heure décimale :  $LHoD$  (pour Local Hour of Day)

Les différentes étapes du calcul :

Équation du temps exprimé en minute :

$$E = 229,18 \cdot \begin{pmatrix} 7,5 \cdot 10^{-5} + 1,868 \cdot 10^{-3} - 3,2077 \cdot 10^{-2} \cdot \sin(B) \\ -1,4615 \cdot 10^{-2} \cdot \cos(2 \cdot B) - 4,0849 \cdot 10^{-2} \cdot \sin(2 \cdot B) \end{pmatrix} \quad (A.3)$$

avec

$$B = \frac{2 \cdot \pi \cdot (DoY - 1)}{365}$$

Différence entre l'heure locale et le temps solaire vrai en minute :



$$D_{LHtoAST} = 4 \cdot (\lambda_g - (TZ + dst) \cdot 15) + E \quad (A.4)$$

Temps solaire vrai en heure décimale :

$$AST = LH + D_{LHtoAST} / 60 \quad (A.5)$$

Angle horaire du Soleil en degré :

$$\omega = (AST - 12) \cdot 15 \quad (A.6)$$

Déclinaison solaire en degré :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot (\text{DoY} + 284)}{365}\right) \quad (A.7)$$

Élévation solaire en degré :

$$\alpha_s = \arcsin(\cos(\omega) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\phi_g) + \sin(\delta) \cdot \sin(\phi_g)) \cdot 180 / \pi \quad (A.8)$$

Azimut solaire en degré :

si  $\phi_g \geq 0$  alors

$$\gamma_s = \arctan 2(\sin(\omega), \cos(\omega) \cdot \sin(\phi_g) - \tan(\delta) \cdot \cos(\phi_g)) \cdot 180 / \pi + 180$$

sinon

$$\gamma_s = \arctan 2(\sin(\omega), \cos(\omega) \cdot \sin(\phi_g) - \tan(\delta) \cdot \cos(\phi_g)) \cdot 180 / \pi \quad (A.9)$$

si  $\gamma_s \geq 0$  alors

$$\gamma_s = \gamma_s - 180$$

sinon

$$\gamma_s = \gamma_s + 180$$

## A.2 Constante solaire et rayonnement extra-atmosphérique

Le rayonnement émis continuellement par le Soleil traverse l'espace jusqu'à la Terre sans connaître d'atténuation, puisque que le rayonnement n'interagit pas avec le vide. À chaque instant la puissance émise par le Soleil vaut environs  $3,86 \cdot 10^{26}$  Watt. Cette puissance se propage de manière isotrope dans l'espace. La densité de flux solaire atteignant l'enveloppe atmosphérique de la Terre est alors inversement proportionnelle au carré de la distance Soleil-Terre et comme expliquée plus haut, cette distance varie au cours de l'année.

La variation relative de la distance Soleil-Terre autour de sa moyenne peut être calculée par l'équation suivante :

$$rDV = 1,0001 + 3,4221 \cdot 10^{-2} \cdot \cos(D) + 1,280 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(D) + 7,19 \cdot 10^{-4} \cdot \cos(2 \cdot D) + 7,7 \cdot 10^{-5} \cdot \sin(2 \cdot D) \quad (\text{A.10})$$

avec

$$D = \frac{2 \cdot \pi \cdot (DoY - 1)}{365}$$

Ainsi, le flux extra-atmosphérique terrestre à un instant de l'année peut être calculé par l'équation suivante :

$$S_0 = 1376 \cdot rDV \quad (\text{A.11})$$

Le facteur 1 376 est la constante solaire exprimée en Watt par mètre carré et noté  $I_0$ . C'est la densité de flux solaire calculé pour une distance Soleil-Terre moyenne.

### A.3 Interactions atmosphériques et composantes du rayonnement solaire

En atteignant l'atmosphère terrestre, une partie du rayonnement solaire est réfléchi vers l'espace. L'autre partie pénètre dans l'atmosphère et interagit avec certaines particules, en particulier avec l'ozone ( $O_3$ ), le dioxygène ( $O_2$ ), l'eau ( $H_2O$ ) et le dioxyde de carbone ( $CO_2$ ). Du fait de ces interactions, ce rayonnement est atténué par absorption et ces absorptions d'énergie induisent des réémissions. Une partie du rayonnement est diffusé par ces particules avant d'atteindre le sol. La Figure 76 montre le spectre du rayonnement solaire lorsqu'il n'a pas encore pénétré l'atmosphère et ce même spectre au niveau du sol après toute réflexion et diffusion dans l'atmosphère.

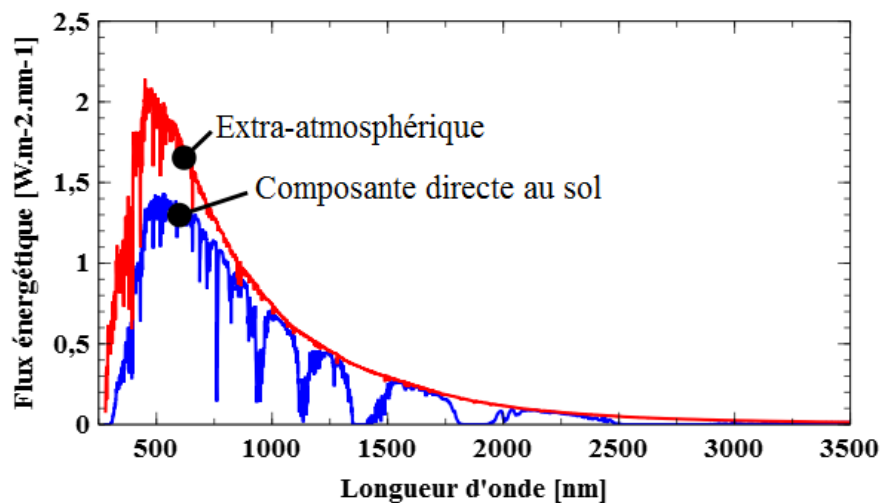


Figure 75 : Spectre solaire hors atmosphère et au sol

Du fait de ces interactions, l'on distingue le rayonnement solaire perçu en deux composantes, le rayonnement direct et le rayonnement diffus. On appelle rayonnement global, la somme de ces deux composantes.

**Rayonnement solaire direct horizontal :  $B_H$  [W.m<sup>-2</sup>]**

Densité de flux provenant d'un angle solide centré sur la position du Soleil et atteignant un plan horizontal sans avoir été diffusée par les particules de l'atmosphère.

**Rayonnement solaire direct normal :  $B_N$  [W.m<sup>-2</sup>]**

Densité de flux provenant d'un angle solide centré sur la position du Soleil et atteignant un plan normal au rayonnement incident sans avoir été diffusée par les particules de l'atmosphère.

$$B_N = B_H / \sin(\alpha_s)$$

**Rayonnement solaire diffus :  $D_H$  [W.m<sup>-2</sup>]**

Densité de flux solaire provenant du ciel et atteignant un plan horizontal après avoir été diffusé et réémis par les particules de l'atmosphère.

**Rayonnement solaire global :  $G_H$  [W.m<sup>-2</sup>]**

Somme du  $B_H$  et du  $D_H$ .

$$G_H = B_H + D_H$$

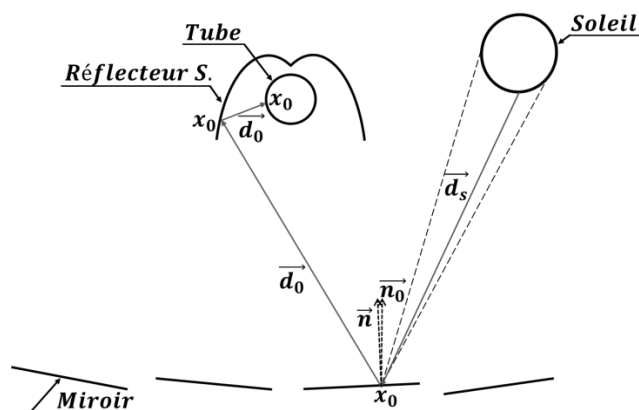
**Rayonnement circumsolaire :**

Rayonnement diffusé par l'atmosphère et semblant provenir de la région du ciel entourant le Soleil.



# ANNEXE B

## Algorithme de Monte Carlo pour l'estimation des flux atteignant le capteur



Pour  $i$  de 1 à  $N$  faire

Tirage aléatoire d'un point d'impact  $x_0$  sur les miroirs;

Tirage aléatoire d'une direction  $\vec{d}_s$  dans le cône solaire de sommet  $x_0$ ;

Tirage aléatoire d'une pseudo-normale  $\vec{n}_0$  à (M) en  $x_0$ ; {Erreur optique : normale déviée de la normale théorique}

$\omega := A_m \times \cos(\langle \vec{n}_0, \vec{d}_s \rangle)$ ; {Poids de Monte Carlo intégrant l'effet cosinus}

$Stop := false$ ;

Si ( rayon  $[x_0, \vec{d}_s]$  rencontre obstacle) alors

$v_1[i] := \omega$ ; {Flux solaire n'atteignant pas les miroirs}

Sinon

Calcul de la direction de réflexion  $\vec{d}_0$ ;

$v_2[i] := \omega \times \alpha_M$ ; {Flux absorbé par les miroirs}

$\omega := \omega \times \rho_M$ ; {Poids de Monte Carlo diminué par la réflexion sur les miroirs}

$r := 0$ ;

Tant que (  $Stop := false$  ou  $r < 100$  ) faire

Si ( rayon  $[x_0, \vec{d}_0]$  atteint tube (T) ) alors

$r := r + 1$ ;

Calcul nouveau point d'impact  $x_0$ ;

Tirage aléatoire de  $\psi$  entre  $[0, 1]$ ;

**Si**  $\psi < \alpha_T$  **alors** {Absorption du rayon}  
 $v_3[i] := \omega$ ; {Flux absorbé par le tube}  
 $Stop := true$ ;  
**Sinon** {Réflexion du rayon}  
Calcul nouvel direction de réflexion  $\vec{d}_0$ ;  
**Fin**  
**Sinon si** ( rayon  $[x_0 \vec{d}_0]$  atteint réflecteur secondaire (R) ) **alors**  
 $r := r + 1$ ;  
Calcul nouveau point d'impact  $x_0$  ;  
 $v_4[i] := \omega \times \alpha_R$ ; {Flux absorbé par le réflecteur secondaire}  
 $\omega := \omega \times \rho_R$ ; {Poids de Monte Carlo diminué par réflexion sur le  
réflecteur secondaire}  
Calcul nouvel direction de réflexion  $\vec{d}_0$ ;  
**Sinon si** ( rayon  $[x_0 \vec{d}_0]$  atteint miroir (M) ) **alors**  
 $r := r + 1$ ;  
Calcul nouveau point d'impact  $x_0$  ;  
 $v_2[i] := \omega \times \alpha_M$ ; {Flux absorbé par les miroirs}  
 $\omega := \omega \times \rho_R$ ; {Poids de Monte Carlo diminué par la réflexion sur  
les miroirs}  
Calcul nouvel direction de réflexion  $\vec{d}_0$ ;  
**Sinon** {Le rayon réfléchi n'atteint aucun élément}  
 $v_5[i] := \omega$ ;  
 $Stop := true$ ;  
**Fin**  
**Fin**  
**Fin**  
**Fin**  
 $\forall k, S_k := BNI \cdot \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N v_k[i]$ ;  $\sigma_k = \frac{1}{\sqrt{N-1}} \cdot \sqrt{\frac{BNI}{N} \cdot \sum_{i=1}^N v_k[i]^2 - S_k^2}$ ; {Estimation des flux et des  
incertitudes associées}

---

# ANNEXE C

## Méthode d'optimisation

Cette annexe présente en détail l'étape 5 de la méthode d'optimisation proposée en section 8.4. Cette étape est effectuée après  $n$  simulations réalisées avec *EDStaR*. Chaque simulation est associée à des jeux de paramètres différents.

Après avoir effectué les simulations des  $n$  jeux de paramètres, les jeux qui ont conduit aux meilleurs résultats conformément à la fonction-objectif sont sélectionnés. Le nombre de jeux sélectionnés est noté  $m$ . Ces  $m$  jeux de  $p$  paramètres sont les meilleurs candidats et ils sont regroupés sous la forme d'une matrice  $A \in \mathcal{M}_{m,p}(\mathbb{R})$  :

$$A = \begin{pmatrix} x_1(1) & \cdots & x_p(1) \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ x_1(m) & \cdots & x_p(m) \end{pmatrix}$$

Les jeux de paramètres correspondant à l'itération suivante sont générés avec la méthode suivante. D'abord, une matrice  $U \in \mathcal{M}_{n,p}(\mathbb{R})$  est construite telle que chaque élément des colonnes de soit égal à la moyenne des colonnes de  $A$ .

$$U = \begin{pmatrix} \bar{x}_1 & \cdots & \bar{x}_p \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \bar{x}_1 & \cdots & \bar{x}_p \end{pmatrix}$$

Puis, la matrice de covariance  $\Sigma \in \mathcal{M}_{p,p}(\mathbb{R})$  est calculée à partir de la matrice  $A$ , tel que :

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \text{var}(x_1) & \cdots & \text{cov}(x_1, x_p) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \text{cov}(x_p, x_1) & \cdots & \text{var}(x_p) \end{pmatrix}$$

Où la fonction **var** permet de calculer la variance et la fonction **cov** la covariance.

L'aide de la décomposition de Choleski, la matrice de covariance est exprimée sous la forme d'un produit entre une matrice triangulaire inférieure  $L$  et sa transposée, tel que  $\Sigma = L \cdot L'$ .

Ensuite, l'on génère une matrice  $R \in \mathcal{M}_{n1,p}(\mathbb{R})$ , où chaque colonne est constituée par un vecteur dont les éléments sont échantillonnés aléatoirement selon une loi gaussienne de moyenne nulle et d'écart-type égal 1, tel que :

$$R = \begin{pmatrix} \mathcal{N}(0,1) & \dots & \mathcal{N}(0,1) \\ \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots \end{pmatrix}$$

Pour cet échantillonnage, un générateur de nombre aléatoire de types Latin Hypercube a été utilisé. Pour finir, les  $n'$  jeux de  $p$  paramètres nécessaires à l'itération suivante sont obtenus à l'aide de la formule suivante :

$$A' = U + R \cdot L \quad \text{où } A' \in \mathcal{M}_{n',p}(\mathbb{R})$$



# ANNEXE D

## Dimensions du capteur linéaire de Fresnel

Longueur d'un miroir	$X_m$	4	m
Largeur d'un miroir	$Y_m$	0.9	m
Nombre de miroirs disposés longitudinalement	$NX_m$	16	-
Nombre de miroirs disposés transversalement	$NY_m$	60	-
Espacement longitudinal entre deux miroirs	$\Delta X_m$	0.17	m
Espacement transversal entre deux miroirs	$\Delta Y_m$	0.25	m
Hauteur du récepteur	$Z_r$	8	m
Rayon extérieur du tube absorbeur	$R_t$	0.0615	m
Distance entre le sommet des paraboles du CPC et l'axe central du CPC	$\Delta Y_r$	0.045	m
Distance focale des paraboles du CPC	$f_r$	0.031	m
Hauteur des points visés par les miroirs	$\Delta Z_{rv/p}$	0.039	m
Distance entre le CPC et le tube absorbeur	$\Delta Z_{r/t}$	0.012	m
Distance entre les points de visées par les miroirs	$\Delta Y_p$	0.008	m
Distance entre le vitrage et la face arrière de la chaudière	$Y_{lr}$	0.1	m
Largeur du vitrage	$Y_g$	0.37	m
Longueur du récepteur linéaire	$X_{rv}$	250	m
Décalage longitudinal entre le récepteur et champ de miroirs	$\Delta X_{rv}$	0	m
Nombre de poteaux	$NX_c$	16	-
Diamètre des poteaux	$D_c$	0.1	m
Retrait des poteaux extrêmes	$\Delta X_c$	0.4	m



# ANNEXE E

## Bilan d'énergie annuel du capteur

Référence	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Année
<b>E1</b>	3.54 GWh	3.25 GWh	3.38 GWh	3.86 GWh	<b>13.9 GWh</b>
<b>E2</b>	3.54 GWh	3.17 GWh	3.86 GWh	3.61 GWh	<b>14.1 GWh</b>
<b>R1</b>	78 %	65 %	68 %	79 %	<b>72 %</b>
<b>R2</b>	10 %	9 %	10 %	10 %	<b>10 %</b>
<b>R3</b>	74 %	62 %	64 %	75 %	<b>69 %</b>
<b>R4</b>	0 %	0 %	0 %	0 %	<b>0 %</b>
<b>R5</b>	13 %	12 %	13 %	13 %	<b>13 %</b>
<b>R6</b>	57 %	45 %	48 %	58 %	<b>52 %</b>
<b>R7</b>	7 %	6 %	6 %	7 %	<b>6 %</b>
<b>R8</b>	44 %	35 %	36 %	44 %	<b>40 %</b>
<b>R9</b>	2 %	2 %	2 %	2 %	<b>2 %</b>
<b>R10</b>	8 %	7 %	7 %	8 %	<b>8 %</b>
<b>R11</b>	10 %	8 %	9 %	10 %	<b>9 %</b>

Tableau 17 : Bilan d'énergie annuel

Afin de ne pas surcharger le tableau, chaque ligne est référencée.

**E1** : ensoleillement direct annuel reçu en 2011 (relatif à la surface totale des miroirs) ;

**E2** : ensoleillement direct annuel reçu en 2012 (relatif à la surface totale des miroirs) ;

Le reste des lignes correspondent à des ratios définis par rapport à E1 ou E2. Avec la précision utilisée, ces ratios sont identiques sur les deux années étudiées.

**R1** : énergie solaire qui atteint la surface des miroirs (incident) ;

**R2** : énergie solaire qui est bloquée par les éléments du capteur avant d'atteindre les miroirs. Les obstructions sont principalement dues aux miroirs et ils sont apparaissent en début et fin de journée ;

**R3** : l'énergie réfléchié par les miroirs ;

**R4** : l'énergie bloquée par l'arrière des miroirs voisins, après réflexion sur les miroirs. Cette énergie est relativement très faible ;

**R5** : énergie réfléchi qui n'a pas été absorbée par les éléments du capteur ;

**R6** : énergie transmise par le vitrage du récepteur ;

**R7** : énergies absorbées par le vitrage ;

**R8** : énergies absorbées par le tube ;

**R9** : énergies absorbées par le réflecteur secondaire ;

**R10** : énergies absorbées par le reste des éléments du capteur (poteaux, réflecteurs latéraux et transversaux et arrière du récepteur) ;

**R11** : énergie ressortant de la cavité du récepteur.

# ANNEXE F MODÈLE DE DÉCOMPOSITION

La première colonne correspond au centre des intervalles des angles d'élévation solaire. Chacune de ces valeurs est associée à deux lignes de 20 colonnes. La première ligne correspond au centre des intervalles d'indice de clarté et la deuxième ligne correspond aux plus fortes probabilités d'occurrence de la fraction de diffus.

$\alpha_s$	5°	0.23	0.27	0.32	0.36	0.41	0.46	0.50	0.55	0.59	0.64	0.68	0.73	0.77	0.82	0.86	0.91	0.95	1.00	1.05	1.09	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	0.57	0.48	0.44	0.42	0.43	0.38	0.60	0.62	0.60	0.60	0.65	0.55	0.54	0.57	0.76	0.61	0.80	$k_d$
	15°	0.13	0.19	0.25	0.30	0.36	0.41	0.47	0.53	0.58	0.64	0.69	0.75	0.81	0.86	0.92	0.97	1.03	1.08	1.14	1.20	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.37	0.30	0.25	0.28	0.26	0.48	0.53	0.53	0.53	0.51	0.51	0.70	0.66	0.64	$k_d$
	25°	0.10	0.15	0.21	0.26	0.32	0.37	0.42	0.48	0.53	0.59	0.64	0.69	0.75	0.80	0.86	0.91	0.97	1.02	1.07	1.13	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.84	0.27	0.21	0.19	0.21	0.20	0.41	0.44	0.48	0.48	0.54	0.46	0.50	$k_d$
	35°	0.08	0.14	0.19	0.24	0.30	0.35	0.41	0.46	0.52	0.57	0.62	0.68	0.73	0.79	0.84	0.89	0.95	1.00	1.06	1.11	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.97	0.79	0.35	0.18	0.16	0.15	0.27	0.34	0.40	0.46	0.47	0.48	0.47	$k_d$
	45°	0.07	0.13	0.19	0.24	0.30	0.36	0.41	0.47	0.52	0.58	0.64	0.69	0.75	0.81	0.86	0.92	0.97	1.03	1.09	1.14	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.97	0.81	0.70	0.26	0.15	0.13	0.25	0.32	0.39	0.42	0.44	0.46	0.46	$k_d$
	55°	0.07	0.13	0.19	0.24	0.30	0.36	0.42	0.47	0.53	0.59	0.65	0.70	0.76	0.82	0.88	0.93	0.99	1.05	1.11	1.16	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.92	0.78	0.65	0.42	0.13	0.14	0.24	0.31	0.37	0.39	0.42	0.44	0.50	$k_d$
	65°	0.07	0.12	0.18	0.24	0.29	0.35	0.40	0.46	0.52	0.57	0.63	0.69	0.74	0.80	0.86	0.91	0.97	1.02	1.08	1.14	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.95	0.84	0.71	0.54	0.26	0.13	0.13	0.27	0.32	0.38	0.41	0.44	0.47	$k_d$
	75°	0.06	0.12	0.18	0.23	0.29	0.34	0.40	0.45	0.51	0.57	0.62	0.68	0.73	0.79	0.84	0.90	0.96	1.01	1.07	1.12	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.82	0.71	0.58	0.45	0.13	0.12	0.25	0.31	0.35	0.40	0.44	0.45	$k_d$
	85°	0.06	0.12	0.17	0.22	0.28	0.33	0.38	0.44	0.49	0.55	0.60	0.65	0.71	0.76	0.81	0.87	0.92	0.97	1.03	1.08	$k_t$
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.89	0.69	0.63	0.53	0.23	0.11	0.20	0.27	0.33	0.36	0.39	0.43	$k_d$



# ANNEXE G

## APPROXIMATION DES TRANSFERTS RADIATIFS

Cette annexe présente la démonstration concernant l'approximation des transferts radiatifs infrarouges à l'intérieur de la cavité du récepteur linéaire indiqué en section 9.4.1.

Le but de cette démonstration est d'évaluer le flux radiatif émis par la surface  $S_1$  et reçu par la surface élémentaire  $dS_2$ , tel que présenté sur Figure 76.  $S_1$  est une bande centrée sur  $dS_2$  (en  $x_0$ ) et située à une distance, notée  $d$ , de  $dS_2$ . Cette bande a une largeur infinitésimale, notée  $L_{S_1}$ , et de longueur indéterminée notée  $X_{S_1}$ , tel que  $S_1 = L_{S_1} \cdot X_{S_1}$ .

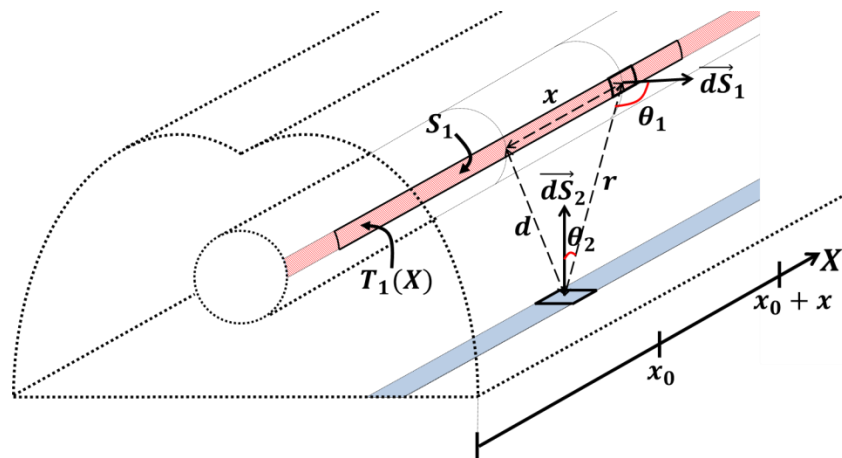


Figure 76 : Échange radiatif infrarouge émis par la surface  $S_1$  et reçu par la surface élémentaire  $dS_2$

Cette évaluation de flux radiatif a été faite pour différents profils de température, le long de la surface  $S_1$ . En effet, les profils de température sont supposés linéaires le long du récepteur, à l'exception des extrémités. Les extrémités de récepteurs sont supposées adiabatiques. Par conséquent, les pentes des profils de température aux extrémités sont nulles et les profils de température à ces endroits sont supposés paraboliques. Le flux reçu par la surface élémentaire  $dS_2$  a été évalué pour ces deux profils de température, d'une part. Puis, comparé à un profil de température uniforme, d'autre part.

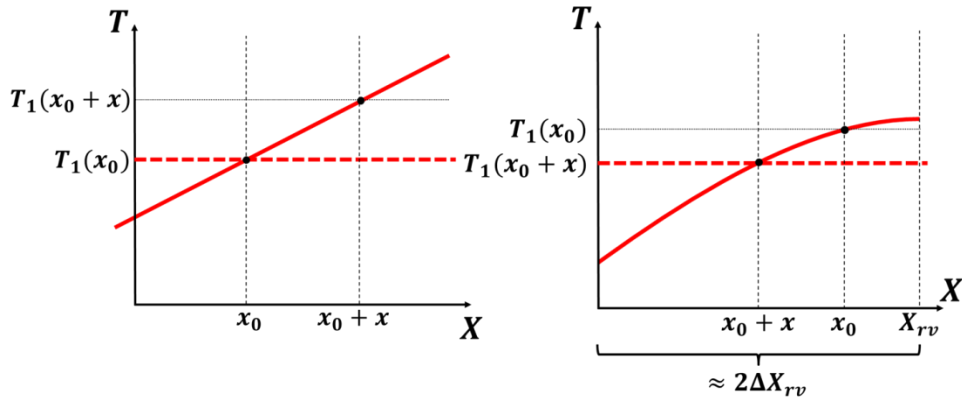


Figure 77 : Profil de température linéaire et parabolique, comparé à un profil uniforme

Le flux radiatif émis par la bande  $S_1$  et reçu par la surface  $dS_2$  a été évalué par les équations suivantes :

$$q_{S_1 \rightarrow dS_2} = \int_{S_1} q_{dS_1 \rightarrow dS_2} \quad (G.1)$$

$$q_{dS_1 \rightarrow dS_2} = \varepsilon_1 \cdot \sigma \cdot T_1^4(x) \cdot F_{dS_1 \rightarrow dS_2} \cdot dS_1 \quad (G.2)$$

Où  $T_1$  est le profil de température de la surface  $S_1$ .

$$F_{dS_1 \rightarrow dS_2} = \frac{\cos(\theta_1(x)) \cdot \cos(\theta_2(x))}{\pi \cdot r^4(x)} \cdot dS_2 \quad (G.3)$$

À partir des équations (G.1), (G.2) et (G.3), le flux radiatif émis par la bande  $S_1$  et reçu par la surface  $dS_2$  a été calculé en fonction de  $X_{S_1}$ .

$$q_{S_1 \rightarrow dS_2}(X_{S_1}) = \int_{S_1} C(x) \cdot T_1^4(x) \cdot dx \quad (G.4)$$

La fonction  $C$  regroupe tous les termes, excepté la température. Ce flux a été évalué pour :

1/ un profil de température linéaire, tel que  $T_1(x) = T_1(x_0) \cdot (1 + a \cdot x)$  ;

2/ un profil de température parabolique, tel que  $T_1(x) = T_1(x_0) \cdot (1 + a' \cdot x + b' \cdot x^2)$ .

Ces flux ont été comparés au flux issu d'un profil de température uniforme correspondant à la température de la bande  $S_1$  en  $x_0$ , tel que  $T_1(x) = T_1(x_0)$ . La Figure 78 illustre, en trait continu bleu, le flux radiatif étudié pour un profil de température uniforme en fonction de la demi-longueur de la bande  $S_1$  divisé par la distance  $d$ . 95 % du flux reçu par  $dS_2$  est émis par une bande  $S_1$  de longueur environ égale à quatre fois la distance  $d$ . La valeur maximum de la distance  $d$  correspond à la largeur du vitrage (échange entre les deux extrémités du réflecteur



secondaire dans le plan transversal). Cette largeur a été fixée à 37 cm (cf. section 8.4), ce qui correspond à une longueur  $X_{S_1}$  environ égale à 1,5 m.

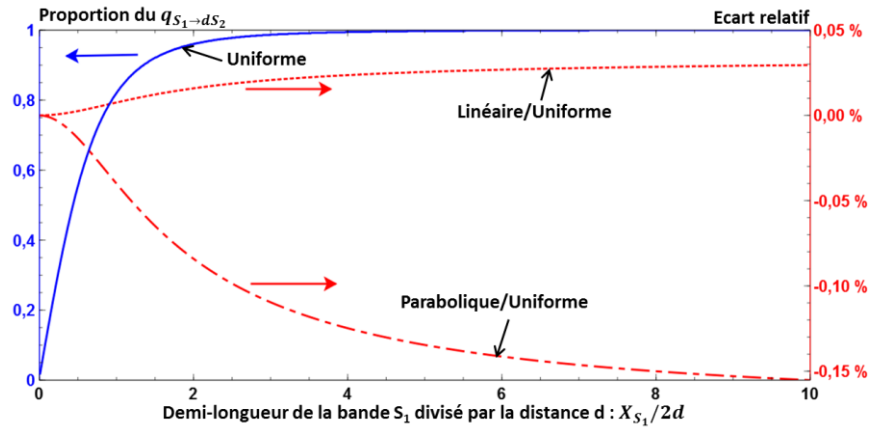


Figure 78 : Évolutions des flux radiatifs émis par  $S_1$  et reçu par  $dS_2$  pour différents profils de température

La Figure 78 illustre également l'écart relatif entre le flux reçu pour un profil linéaire et pour un profil uniforme, d'une part. Et l'écart relatif entre le flux reçu pour un profil parabolique et pour un profil uniforme d'autre part. Ces écarts sont très faibles. Par conséquent, les flux radiatifs échangés entre une section et les sections en amont et en aval peuvent être approximés par les seuls échanges radiatifs qui ont lieu entre les surfaces des volumes de contrôle appartenant à une même section.