



**HAL**  
open science

# Planification de l'électrification rurale décentralisée en Afrique subsaharienne à l'aide de sources renouvelables d'énergie : le cas de l'énergie photovoltaïque en République de Djibouti

Benjamin Pillot

► **To cite this version:**

Benjamin Pillot. Planification de l'électrification rurale décentralisée en Afrique subsaharienne à l'aide de sources renouvelables d'énergie : le cas de l'énergie photovoltaïque en République de Djibouti. Sciences de l'environnement. Université Pascal Paoli, 2014. Français. NNT : . tel-01065112v3

**HAL Id: tel-01065112**

**<https://theses.hal.science/tel-01065112v3>**

Submitted on 11 May 2015

**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.



**UNIVERSITÉ DE CORSE - PASCAL PAOLI**  
**ÉCOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET SOCIÉTÉ**  
**UMR CNRS 6134 SPE**



**Thèse présentée pour l'obtention du grade de**  
**DOCTEUR EN MÉCANIQUE DES FLUIDES, ÉNERGÉTIQUE,**  
**THERMIQUE, COMBUSTION, ACOUSTIQUE**  
**Mention : Énergétique, Génie des procédés**

**Soutenue publiquement par**  
**BENJAMIN PILLOT**  
le 4 septembre 2014

---

**Planification de l'électrification rurale décentralisée en**  
**Afrique subsaharienne à l'aide de sources renouvelables**  
**d'énergie : le cas de l'énergie photovoltaïque en**  
**République de Djibouti**

---

**Directeurs :**

M. Muselli Marc, Professeur, Université de Corse  
M. Poggi Philippe, Professeur, Université de Corse

**Rapporteurs :**

Mme Martin-Demina Irina, Professeure, Université Aix-Marseille  
M. Lauret Philippe, Professeur, Université de La Réunion

**Jury**

M. Muselli Marc, Professeur, Université de Corse  
M. Poggi Philippe, Professeur, Université de Corse  
Mme Martin-Demina Irina, Professeure, Université Aix-Marseille  
M. Lauret Philippe, Professeur, Université de La Réunion  
M. Lambert Dominique, Dr-HDR, Université de Toulouse



*Ce continent est trop vaste pour être décrit. C'est un véritable océan, une planète à part, un cosmos hétérogène et immensément riche. Nous disons « Afrique », mais c'est une simplification sommaire et commode. En réalité, à part la notion géographique, l'Afrique n'existe pas.*

Ébène  
Ryszard Kapuściński





Les travaux présentés dans ce manuscrit ont été réalisés sous l'égide du :

**Laboratoire des systèmes physiques pour l'environnement**

Unité mixte de recherche CNRS/UC UMR 6134

Route des Sanguinaires, Vignola

20000 Ajaccio

au sein du cadre de coopération scientifique réunissant les trois institutions suivantes :

**Centre d'études et de recherche de Djibouti (CERD)**

Route de l'aéroport, BP486

République de Djibouti



Centre d'Etudes et de Recherche de Djibouti

**Centre national de la recherche scientifique (CNRS)**

3, rue Michel Ange

75794 Paris Cedex 16



**Université de Corse Pascal Paoli**

7, avenue Jean Nicoli, BP52

20250 Corte





## RÉSUMÉ

---

La remise en question du mode de développement des sociétés humaines a, sur ces 40 dernières années, profondément transformé le contexte énergétique mondial, se traduisant ainsi par l'instauration d'un nouveau cadre politique, dont les engagements auront notamment favorisé l'essor des énergies renouvelables. Par ailleurs, si l'électricité apparaît comme un vecteur fondamental du développement humain, le contexte des populations majoritairement rurales d'Afrique subsaharienne incite également à la recherche d'alternatives énergétiques adaptées. En substance, si les ressources renouvelables peuvent répondre de manière pertinente au défi de l'électrification décentralisée des zones rurales de la région, elles doivent toutefois représenter une solution qui, avant d'être politique, soit crédible sur les plans technique et économique. La République de Djibouti, petit pays situé dans la corne de l'Afrique, symbolise parfaitement les défis social, économique et énergétique de l'ensemble de la région, et des populations rurales en particulier. Avec un pays pauvre en ressources traditionnelles, mais présentant a priori un gisement solaire intéressant, nous avons alors privilégié l'étude des systèmes photovoltaïques (PV) dans le cadre de l'électrification décentralisée des populations rurales du pays. Comme d'autres ressources, ces systèmes, bien que reposant sur une technologie relativement ancienne, ont réellement pris leur essor au début des années 2000 avec les mesures incitatives du Protocole de Kyoto. Au cours de ces travaux, la République de Djibouti aura servi de cas d'étude à l'élaboration d'une méthodologie scientifique générale, centrée sur l'énergie photovoltaïque dans un cadre décentralisé, dont les résultats principaux ont vocation à être réutilisés par des pays structurellement voisins, c.-à-d. présentant le même contexte *socio-énergétique*.

Évaluer la pertinence de la technologie photovoltaïque nécessitait, dans un premier temps, d'estimer le niveau et la répartition de la ressource solaire au sein du pays. Pour cela, nous avons construit un atlas de l'irradiation solaire horaire incidente sur le territoire, pour la période 2008-2011, à partir d'un modèle satellitaire de rayonnement. Afin de valider les estimations issues de cet atlas, nous les avons comparées aux mesures *in situ* relevées par deux stations météorologiques temporaires déployées, entre 2010 et 2013, sur quatre sites présentant des caractéristiques distinctes. Les résultats de cette comparaison ont montré que les estimations présentaient une bonne précision, avec notamment, pour l'irradiation journalière, une erreur relative maximale de 8,05 % et un coefficient de corrélation minimal de 0,8892. Finalement, la carte annuelle extraite de l'atlas a confirmé que le gisement solaire du pays, avec une irradiation moyenne de 5,87 kWh/m<sup>2</sup> par jour, constituait l'un des plus importants au monde.

Si les modèles utilisant des données satellitaires permettent de retrouver le flux solaire incident au sol, ils ne tiennent en revanche pas compte des effets du relief local sur ce dernier. Ainsi, afin de tenir compte des effets d'ombrage engendrés par le terrain, nous avons développé une procédure dite de désagrégation, couplant l'utilisation d'un maillage numérique de terrain (MNT) aux cartes de rayonnement issues du modèle satellite. Pour ce faire, nous avons élaboré un modèle théorique afin de retrouver l'horizon autour d'un point donné, et validé celui-ci à l'aide d'une campagne de mesures topographiques en Corse. Ce dernier apparaît ainsi plus performant que les modèles existants, avec, d'une part, une précision plus élevée et, d'autre part, un temps d'exécution fortement réduit qui le rend bien adapté au traitement cartographique (nombre important de points). En définitive, en intégrant au rayonnement le gradient d'altitude et l'ombrage dû à l'horizon pour chaque pixel du MNT, nous avons pu enrichir le niveau de l'information fournie par la cartographie de l'irradiation globale.

Bien que le gisement solaire soit l'indicateur principal du potentiel photovoltaïque, il est également nécessaire de considérer des paramètres secondaires, éléments de technologie et caractéristiques environnementales, qui permettent d'évaluer avec précision l'énergie électrique produite par un système PV quelconque. En combinant l'utilisation de différents modèles, nous avons ainsi pu intégrer à l'estimation finale du productible l'influence du rayonnement et de la température sur le rendement de conversion d'un module photovoltaïque. À cet égard, nous avons d'ailleurs développé une méthodologie empirique qui, en s'appuyant sur l'utilisation d'un réseau de neurones artificiels, permet de retrouver la température ambiante à travers un territoire à partir de données satellitaires de la température de surface terrestre. Finalement, nous avons construit une cartographie spatiotemporelle du productible PV qui, couplée à une évaluation multicritère de la pertinence de la technologie PV vis-à-vis des alternatives énergétiques classiques en matière d'électrification rurale, est destinée à faciliter la prise de décision pour les différents acteurs, publics ou privés, du domaine de l'énergie.

---

*Mots-clés* : Afrique subsaharienne ; électrification décentralisée ; Djibouti ; énergie photovoltaïque ; planification énergétique ; atlas solaire ; estimations satellitaires ; mesures *in situ* ; désagrégation ; température ambiante

## ABSTRACT

---

Over the past 40 years, growth of renewable energies benefited of the new world energy frame, which resulted of the questioning about what development of human societies had to be. Furthermore, although human development comes with electricity, the rural condition of many populations of Sub-Saharan Africa incites us to look for suitable power supply alternatives. Eventually, in this specific context, renewable energies can represent a reliable solution to the off-grid electrification of rural people. However, this solution has to be economical and technical, and not only political.

The Republic of Djibouti is a little developing country located in the Horn of Africa which perfectly symbolizes the social and energy challenges of rural populations in Sub-Saharan Africa. Instability and limitation of the existing electrical grid, fuel cost and lack of fossil resources point to the geographically diffused solar resource as probably the best way to improve human development and reduce poverty of Djiboutian rural peoples. Therefore, we have considered the study of photovoltaic (PV) systems within the rural off-grid electrification frame. Essentially, within this work, Djibouti was the study case of an overall scientific methodology, whose primary objective is to be reusable by countries showing similar energy and social characteristics.

Firstly, in order to evaluate relevance of these systems, it was necessary to estimate the level and repartition of the solar resource across the country. So we developed a solar atlas, i.e. cartography of the hourly solar irradiation reaching the ground, based on satellite-derived irradiance estimates retrieved between 2008 and 2011. For assessing the atlas quality, we compared irradiation estimates against ground measures retrieved on 4 different sites by 2 temporary weather stations deployed between 2010 and 2013. This comparison globally showed good results with, for the daily case, a maximum relative root mean squared error of 8.05 % and a minimum correlation coefficient of 0.8892 through all samples. Finally, yearly map extracted from the atlas showed that, with a daily mean irradiation of 5.87kWh/m<sup>2</sup>day, the solar potential of Djibouti is one of the most significant in the world.

Satellite models are useful for determining solar irradiance at ground level but they don't take into account local topography effects. In order to incorporate these shading effects to the satellite-derived irradiance maps, improving therefore irradiance accuracy and spatial resolution, we used a Digital Elevation Model (DEM). Firstly, this *disaggregation* process was based on the development of a new fast horizon algorithm which was assessed by means of topographic measures in Corsica Island. This model thus shows higher performances than already existing ones, with not only a better precision but also a substantially reduced CPU time consumption, which makes this one a well suited model for calculation of large mapping areas. Finally, by correcting irradiance with horizon shading and elevation gradient for each pixel of the DEM, we improved geographic information of the solar irradiation atlas.

Although solar resource is the first indicator of the photovoltaic potential, other elements, as environmental parameters or endogenous characteristics of photovoltaic modules, also have to be taken into consideration to precisely estimate the energy produced by a PV system. Hence, by means of different models, we evaluated the influence of irradiance and temperature onto the conversion efficiency of a PV generator to finally retrieve the atlas of the PV potential across the country. Furthermore, we developed an empirical method to retrieve ambient temperature from land surface temperature (LST), by training an artificial neural network with satellite estimates and ground measurements. In conclusion, by combining this cartography to a multi-criteria approach comparing relevance between PV systems and classical power supply systems within the rural electrification scheme, we developed the first photovoltaic decision making tool of the country intended for all officials acting in the energy field.

---

*Keywords* : Sub-Saharan Africa ; off-grid electrification ; Djibouti ; photovoltaics ; energy planning ; solar atlas ; satellite estimates ; ground measurements ; disaggregation ; air temperature

## Remerciements

*Je tiens, en premier lieu, à exprimer ma gratitude la plus sincère envers mes directeurs de thèse, Pr Marc Muselli et Pr Philippe Poggi, pour leur soutien permanent, leurs remarques avisées et leur bienveillance inébranlable, et ce, malgré les nombreuses difficultés rencontrées au cours de ces travaux.*

*Mes remerciements vont également aux rapporteurs de ce travail de thèse, Pr Irina Demina-Martin et Pr Philippe Lauret, autant pour leur relecture attentive du manuscrit que pour la pertinence de leurs remarques et de leurs questions ; je salue en outre Dr-HDR Dominique Lambert pour son investissement dans l'évaluation de ces travaux.*

*Je suis reconnaissant à l'ensemble des membres du jury d'avoir bien voulu juger de la valeur de l'ensemble de mon travail, que ce soit sur le fond ou sur la forme de celui-ci.*

*Je ne saurais que trop signifier la considération qui est la mienne pour le personnel du CERD, notamment Dr Idriss Hared, M. Abdoukader Khaireh et Mme Mouna Abdoulatif, sans qui ce travail n'aurait tout simplement jamais pu voir le jour.*

*Les données mesurées par les stations météorologiques n'auront été rendues accessibles que grâce à l'aide bénévole de citoyens djiboutiens sur le terrain ; que ces personnes en soient profondément remerciées.*

*Mes salutations respectueuses vont aussi au personnel du Centre de météorologie spatiale de Météo-France, en particulier M. Jean-Pierre Olry, grâce auquel nous avons pu initialement accéder aux données satellitaires de rayonnement du centre OSI SAF.*

*Je ne remercierai sans doute jamais assez mon collègue et ami Dr Pierrick Haurant pour son aide toujours bienvenue, et grâce à laquelle la rédaction du chapitre 5 aura pris moins de temps ; ses compétences scientifiques aiguisées complètent une personnalité particulièrement attachante.*

*Je désire rendre hommage à mon ancien tuteur de stage devenu ami, ancien ministre de l'Énergie de la République de Djibouti et maintenant réfugié politique en France, Dr Fouad Ahmed Aye, qui est sans aucun doute, associé à mes directeurs, le catalyseur originel des travaux présentés dans ce manuscrit.*

*Je ne peux qu'exprimer ma reconnaissance à l'égard de l'Université de Corse, et à travers elle de*

*l'ensemble de son personnel, pour m'avoir donné les moyens d'étudier puis d'enseigner au sein d'un environnement privilégié.*

*Il me faut saluer le personnel de l'École doctorale sans qui je n'aurais pu réaliser une thèse de doctorat sur un sujet qui m'était propre, et ce, malgré l'absence initiale de financements.*

*Une thèse ne serait peut-être pas tout à fait une thèse sans les enseignements et expériences pédagogiques qui l'accompagnent ; que l'ensemble des étudiants auxquels j'ai eu l'honneur d'enseigner soient associés à cette aventure, car si l'étudiant apprend de l'enseignant, la réciprocité est également vraie et mérite ici d'être soulignée.*

*Que seraient nos vies sans une famille ou des amis sur lesquels nous appuyer quand les choses deviennent difficiles ? Tout d'abord, je ne saurais que trop louer le soutien sans condition de mes parents, Michèle et Emmanuel, de ma sœur, Alexandra, et de ma compagne, Nathalie, qui m'auront ainsi supporté tout au long de ces années de déplacement, de travaux ou de rédaction, et Dieu sait que ce ne fut pas toujours facile. Afin d'éviter un impair, je ne citerai pas l'ensemble des amitiés sur lesquelles j'ai aussi pu compter tout au long de ce thesis trip, mais je ne doute pas qu'elles se reconnaîtront ici ; du fond du cœur, un immense merci à elles !*

*Enfin, ces remerciements ne seraient pas complets sans une pensée pour le peuple djiboutien, dont l'accueil chaleureux et la générosité exceptionnelle, malgré des conditions de vie toujours plus difficiles, démontrent chaque jour un peu plus que nous avons, nous, habitants des pays dits « développés », beaucoup à apprendre d'eux, habitants des pays dits « en développement », au moins autant que ce que nous pensons pouvoir leur apporter.*

## Sommaire

<b>Résumé</b>	<b>vii</b>
<b>Abstract</b>	<b>viii</b>
<b>Remerciements</b>	<b>ix</b>
<b>Sommaire</b>	<b>xi</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 : Énergies renouvelables et électrification décentralisée en Afrique subsaharienne</b>	<b>5</b>
Introduction . . . . .	6
1.1 Contexte énergétique mondial et place des énergies renouvelables . . . . .	6
1.1.1 Situation actuelle . . . . .	6
1.1.2 Avènement du développement durable et éclosion des énergies renouvelables	8
1.1.2.1 Naissance du concept de développement durable . . . . .	8
1.1.2.2 Les énergies renouvelables . . . . .	9
1.1.3 Les pays en voie de développement : un cadre conceptuel spécifique . . . . .	11
1.1.3.1 Niveau de développement . . . . .	11
1.1.3.2 Pays développés et pays en voie de développement : contexte global et spécificités locales . . . . .	13
1.1.4 Quelle place pour les ressources renouvelables ? . . . . .	15
1.2 L'électrification rurale décentralisée : un moyen de réduire la pauvreté en Afrique subsaharienne . . . . .	17
1.2.1 Électricité et développement . . . . .	18
1.2.1.1 Place de l'électricité dans les sociétés modernes . . . . .	18
1.2.1.2 Accès à l'électricité . . . . .	19



1.2.1.3	L'électrification comme vecteur du développement humain . . . . .	20
1.2.2	Le contexte de la ruralité en Afrique subsaharienne . . . . .	23
1.2.3	Changement de paradigme énergétique : le modèle de l'électrification décentralisée . . . . .	24
1.2.3.1	Structuration historique des réseaux électriques . . . . .	24
1.2.3.2	Réseau électrique centralisé . . . . .	25
1.2.3.3	L'électrification décentralisée : une solution adaptée au développement des populations rurales . . . . .	26
1.2.4	Les énergies renouvelables et l'électrification décentralisée . . . . .	28
1.2.4.1	Les énergies renouvelables et la production d'électricité . . . . .	29
1.2.4.2	Intégration des énergies renouvelables dans un paradigme décentralisé . . . . .	30
Conclusion	. . . . .	32

**Chapitre 2 : Planifier l'électrification photovoltaïque décentralisée en République de Djibouti** **35**

Introduction	. . . . .	36
2.1	La République de Djibouti : un symbole du défi énergétique subsaharien . . . . .	36
2.1.1	Présentation du pays . . . . .	37
2.1.1.1	Situation géographique et administrative . . . . .	37
2.1.1.2	Caractéristiques climatiques . . . . .	38
2.1.1.3	Population . . . . .	38
2.1.1.4	Contexte social et économique . . . . .	40
2.1.2	Contexte énergétique . . . . .	42
2.1.2.1	Aperçu du réseau électrique djiboutien . . . . .	43
2.1.2.2	Support énergétique actuel . . . . .	45
2.1.2.3	Ressources renouvelables . . . . .	47
2.1.3	Vers une utilisation décentralisée de l'énergie solaire . . . . .	49
2.2	L'énergie photovoltaïque . . . . .	50
2.2.1	Rayonnement solaire . . . . .	50
2.2.2	Les systèmes solaires de conversion . . . . .	51
2.2.3	Le choix de l'énergie photovoltaïque pour la production décentralisée d'électricité . . . . .	52
2.2.4	Les systèmes photovoltaïques . . . . .	53
2.2.4.1	Aperçu historique et technologique de la conversion photovoltaïque . . . . .	53
2.2.4.2	Marché . . . . .	54
2.2.4.3	Les systèmes raccordés au réseau . . . . .	56
2.2.4.4	Les systèmes autonomes . . . . .	56
2.2.4.5	Un marché dominé par les systèmes connectés . . . . .	58
2.3	Planifier l'électrification rurale décentralisée à l'aide de systèmes photovoltaïques à Djibouti . . . . .	59
2.3.1	L'énergie photovoltaïque et l'électrification décentralisée . . . . .	60

2.3.2	Un outil d'aide à la décision . . . . .	61
2.3.3	Une planification en deux phases . . . . .	62
	Conclusion . . . . .	62
<b>Chapitre 3 : Développement et validation du premier atlas solaire de la République de Djibouti</b>		<b>65</b>
	Introduction . . . . .	66
3.1	Le modèle satellite de rayonnement OSI SAF . . . . .	66
3.1.1	Le choix d'un modèle satellite . . . . .	67
3.1.1.1	Un choix imposé par les spécificités du pays . . . . .	67
3.1.1.2	Le modèle OSI SAF . . . . .	67
3.1.2	Le consortium OSI SAF . . . . .	68
3.1.3	Satellite MSG-2/Meteosat 9 . . . . .	68
3.1.4	Description du processus de production des données SSI . . . . .	69
3.1.4.1	Principe . . . . .	69
3.1.4.2	Résolution spatiale et temporelle . . . . .	71
3.1.4.3	Rayonnement extraterrestre sur un plan horizontal . . . . .	72
3.1.4.4	Distinction entre ciels clair et nuageux . . . . .	73
3.1.4.5	Rayonnement en ciel clair : détermination analytique de la transmittance atmosphérique . . . . .	73
3.1.4.6	Rayonnement en ciel nuageux : détermination du facteur de nébulosité à partir de mesures satellitaires . . . . .	74
3.1.4.7	Produit SSI final . . . . .	76
3.2	Construction de l'atlas solaire . . . . .	77
3.2.1	L'atlas solaire de Djibouti : de la description cartographique statique à l'utilisation dynamique locale . . . . .	77
3.2.2	Une cartographie de l'irradiation solaire . . . . .	77
3.2.3	Résolution temporelle et période de traitement . . . . .	78
3.2.4	Interpolation des données manquantes au sein des cartes SSI . . . . .	78
3.2.4.1	Données non calculées, erronées ou manquantes au sein des images SSI . . . . .	79
3.2.4.2	Indice de clarté . . . . .	79
3.2.4.3	Calcul du rayonnement extraterrestre . . . . .	79
3.2.4.4	Méthodes d'interpolation . . . . .	82
3.2.5	Construction de l'atlas d'irradiation . . . . .	83
3.2.5.1	Calcul des heures de lever et de coucher du soleil . . . . .	83
3.2.5.2	Intégration des données SSI . . . . .	84
3.3	Évaluation de l'atlas solaire à l'aide de mesures au sol . . . . .	85
3.3.1	Mise en place d'une collaboration entre l'Université de Corse et le CERD . . . . .	85
3.3.2	Déploiement d'un réseau temporaire de stations météorologiques . . . . .	85
3.3.3	Comparaison entre mesures et estimations : méthode et résultats . . . . .	87

3.3.3.1	Méthodologie . . . . .	87
3.3.3.2	Résultats . . . . .	89
3.3.3.3	Parallèle avec d'autres études et modèles existants . . . . .	91
3.3.3.4	Conclusion . . . . .	93
3.4	Cartographie du potentiel solaire de la République de Djibouti . . . . .	94
3.4.1	Méthode . . . . .	94
3.4.1.1	Construction de la cartographie . . . . .	94
3.4.1.2	Analyse statistique . . . . .	94
3.4.2	Résultats : cartographie de l'irradiation journalière moyenne . . . . .	95
Conclusion	. . . . .	98
<b>Chapitre 4</b>	<b>: Prise en compte du relief dans l'estimation de la ressource solaire</b>	<b>101</b>
Introduction	. . . . .	102
4.1	Influence topographique sur le rayonnement solaire : désagrégation des cartes d'irradiation . . . . .	102
4.1.1	Atlas solaire désagrégé : principe et objectifs . . . . .	103
4.1.2	Mise en œuvre . . . . .	103
4.1.2.1	Modèles existants . . . . .	103
4.1.2.2	Procédure générale . . . . .	104
4.2	Modélisation de l'influence du relief . . . . .	106
4.2.1	La mission SRTM : mesure de la topographie terrestre par interférométrie radar	106
4.2.2	Définition et repérage géographique du modèle numérique de terrain . . . . .	107
4.2.2.1	Repérage géographique : l'ellipsoïde de révolution WGS84 . . . . .	108
4.2.2.2	Référent altimétrique : le géoïde EGM96 . . . . .	110
4.2.3	Modélisation de l'horizon . . . . .	110
4.2.3.1	Modèle théorique . . . . .	111
4.2.3.2	Construction de l'horizon . . . . .	114
4.2.3.3	Distance caractéristique et optimisation de la procédure . . . . .	115
4.2.3.4	Comparaison et validation . . . . .	119
4.2.4	Influence de l'altitude . . . . .	125
4.3	Décomposition du rayonnement solaire et prise en compte de l'ombrage . . . . .	127
4.3.1	Fraction diffuse . . . . .	128
4.3.2	Rayonnement circumsolaire . . . . .	129
4.3.3	Facteurs d'ombrage . . . . .	130
4.3.3.1	Ombrage direct . . . . .	130
4.3.3.2	Ombrage diffus . . . . .	131
4.3.4	Rayonnement global horizontal <i>désagrégé</i> . . . . .	133
4.3.5	Irradiation globale horizontale <i>désagrégée</i> . . . . .	133
4.4	Atlas solaire <i>désagrégé</i> de la République de Djibouti . . . . .	134
4.4.1	Un atlas global pour une utilisation locale ultérieure . . . . .	134
4.4.2	Cartographie de l'irradiation désagrégée pour la période 2008-2011 . . . . .	135
Conclusion	. . . . .	137

<b>Chapitre 5 : Potentiel de la technologie photovoltaïque dans le cadre de l'électrification décentralisée des populations rurales</b>	<b>139</b>
Introduction . . . . .	140
5.1 Caractéristiques endogènes : modélisation de la conversion photovoltaïque . . . . .	140
5.1.1 Description générale du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque . . . . .	141
5.1.1.1 Principe physique . . . . .	141
5.1.1.2 Comportement électrique d'une cellule solaire à jonction simple . . . . .	143
5.1.1.3 Assemblage de cellules : le module photovoltaïque . . . . .	145
5.1.1.4 Influence du rayonnement et de la température sur la caractéristique I-V d'un module . . . . .	146
5.1.2 Estimation de la puissance électrique maximale fournie par un champ photovoltaïque . . . . .	147
5.1.2.1 Optimisation de la production d'un système PV autonome . . . . .	148
5.1.2.2 Modélisation de la puissance maximale disponible . . . . .	148
5.1.2.3 Réponse spectrale et angle d'incidence : estimation du rayonnement efficace . . . . .	151
5.1.2.4 Évaluation de la température de fonctionnement d'un module PV . . . . .	153
5.1.3 Vieillesse et dégradation des performances d'un module PV . . . . .	156
5.2 Critères exogènes : rayonnement incident dans le plan des modules et température ambiante . . . . .	157
5.2.1 Rayonnement global incident dans le plan des modules . . . . .	157
5.2.1.1 Angle d'incidence . . . . .	158
5.2.1.2 Coefficients d'ombrage . . . . .	159
5.2.1.3 Rayonnement direct . . . . .	161
5.2.1.4 Rayonnement diffus . . . . .	162
5.2.1.5 Rayonnement réfléchi par le sol . . . . .	162
5.2.2 Température ambiante . . . . .	164
5.2.2.1 Influence de la température ambiante au sein d'un système PV autonome . . . . .	164
5.2.2.2 Estimation de la température ambiante à partir de la température de surface terrestre . . . . .	165
5.2.2.3 Données LST satellitaires et mesures <i>in situ</i> de la température ambiante . . . . .	166
5.2.2.4 Élaboration et apprentissage d'un réseau de neurones artificiels . . . . .	167
5.2.2.5 Estimation des moyennes mensuelles du profil journalier de température . . . . .	174
5.3 Cartographie du potentiel de production photovoltaïque . . . . .	176
5.3.1 Type de générateur PV analysé . . . . .	177
5.3.1.1 Module photovoltaïque sélectionné . . . . .	177
5.3.1.2 Inclinaison et orientation . . . . .	177
5.3.2 Taux annuel de dégradation des performances . . . . .	178

5.3.3	Cartographie du productible photovoltaïque . . . . .	178
5.3.3.1	Évaluation du productible annuel moyen sur cycle de vie . . . . .	178
5.3.3.2	Résultats . . . . .	179
5.4	Aperçu des zones rurales de développement photovoltaïque . . . . .	181
5.4.1	Prise en compte des alternatives énergétiques classiques . . . . .	182
5.4.1.1	Alternatives considérées et notion d'accessibilité énergétique . . . . .	182
5.4.1.2	Réseau électrique et extension . . . . .	182
5.4.1.3	Infrastructures routières et accessibilité . . . . .	183
5.4.2	Approche multicritère : évaluation des zones rurales de développement photovoltaïque . . . . .	184
Conclusion	. . . . .	187
<b>Conclusion générale</b>		<b>189</b>
<b>Glossaire</b>		<b>195</b>
<b>Liste des acronymes</b>		<b>201</b>
<b>Nomenclature</b>		<b>203</b>
<b>Table des figures</b>		<b>211</b>
<b>Liste des tableaux</b>		<b>215</b>
<b>Bibliographie</b>		<b>217</b>
<b>Annexe A</b>	<b>: Station météorologique <i>Davis Instruments</i></b>	<b>239</b>
A.1	Description du matériel . . . . .	239
A.2	Caractéristiques des mesures effectuées . . . . .	240
<b>Annexe B</b>	<b>: Module photovoltaïque <i>Suntech Power STP200-18/Ud</i></b>	<b>241</b>
B.1	Paramètres du modèle Sandia . . . . .	241
B.2	Brochure commerciale . . . . .	241
<b>Productions scientifiques</b>		<b>245</b>

## Introduction générale

L'avènement de l'électricité, à la fin du XIX<sup>ième</sup> siècle, a posé les fondations de l'une des plus grandes révolutions que l'humanité ait connues. Si la consommation énergétique n'a cessé d'augmenter au cours de l'histoire, avec la technologie inventée dans le but de simplifier les activités journalières de l'être humain, la vie moderne n'aura, en revanche, été véritablement rendue possible qu'avec la découverte des phénomènes électriques et le développement du courant alternatif. Celui-ci, en autorisant le transport de l'énergie électrique sur de longues distances, aura en effet servi de point d'ancrage à l'émergence, dans la vie quotidienne des populations du monde, d'une énergie « propre » et facile à utiliser. À l'heure actuelle, le niveau de développement humain d'un pays, qui se mesure à l'aune de l'état d'avancement de l'instruction, de la santé et du niveau de vie de ses habitants, apparaît tout particulièrement corrélé au taux d'électrification. Ainsi, les pays les plus développés de la planète présentent un taux proche de 100 % contre seulement 75 % dans les pays en développement, parmi lesquels l'Afrique subsaharienne, où deux personnes sur trois vivent sans électricité, se révèle la région la moins développée et la moins électrifiée du globe.

Avec le premier choc pétrolier de 1973, l'humanité est entrée dans une ère où les sociétés industrialisées ont commencé à remettre en cause leur mode de vie, symbolisé en cela par le rapport publié par le Club de Rome en 1972 et pointant pour la première fois les limites du modèle de croissance économique. Cette date apparaît comme le point de départ d'une redéfinition du mode de développement des pays les plus riches, au sein de laquelle les enjeux énergétiques et environnementaux sont alors devenus prépondérants. La caractérisation du concept de développement durable qui s'en est suivi en 1987, puis la tenue de différentes conférences internationales sur les changements climatiques, du *sommet de la Terre* en 1992 au Protocole de Kyoto en 1997, ont alors participé de l'essor des énergies renouvelables. Ces dernières, à la fois illimitées et peu polluantes, sont en effet apparues comme l'alternative idéale aux moyens de production traditionnels, non seulement basés sur l'usage de combustibles fossiles, comme le pétrole, dont les gisements sont très limités, mais également responsables du réchauffement climatique en raison de l'émission de gaz à effet de serre (GES).

En matière de production d'électricité, la structure centralisée et le maillage très important des réseaux électriques des pays développés ont conduit à considérer les ressources renouvelables comme des moyens de remplacement, à terme, des centrales électriques classiques. En substance, les textes internationaux paraissent, en effet, davantage le reflet des problématiques du monde industrialisé, le Protocole de Kyoto incitant par exemple à l'exploitation des énergies renouvelables dans le but de réduire les émissions de GES, que de celles des pays en développement. Pourtant, dans le cas de

l'Afrique subsaharienne, on constate que, d'une part, les réseaux existants présentent une très grande instabilité et un maillage très limité, et que, d'autre part, les  $\frac{2}{3}$  des individus vivent en zone rurale, parmi lesquels plus de 5 personnes sur 6 sont en outre privées d'électricité. On est là en présence d'une problématique locale très éloignée des considérations transnationales, et qui doit par conséquent nous amener à redéfinir la place des énergies renouvelables dans ce paradigme spécifique. Substantiellement, ces énergies sont ainsi d'abord tenues de représenter un vecteur du développement humain avant de constituer un vecteur du développement durable, et donc ne pas être regardées comme une solution intrinsèque, instaurée par un cadre politique, mais comme une solution pertinente sur le plan technico-économique.

Les réseaux électriques modernes s'appuient sur une production centralisée, l'électricité étant acheminée des centrales vers des lieux de consommation éloignés via un maillage constitué de plusieurs couches de tension. Cependant, dans les régions où ces réseaux apparaissent particulièrement limités, il peut être intéressant, dans le cas de l'électrification des zones rurales, d'inverser cette structure, en rapprochant les moyens de production des centres de consommation : on parlera alors de décentralisation de la production, ou d'électrification décentralisée. De ce point de vue, si la dispersion géographique des énergies renouvelables et la faible puissance des systèmes de conversion associés nécessitent des ajustements importants pour les incorporer aux réseaux des pays développés, elles se révèlent, en revanche, bien adaptées à ce nouveau paradigme.

C'est pourquoi cette thèse se propose d'évaluer, à travers l'élaboration d'outils scientifiques, l'apport des ressources renouvelables, dans une approche énergétique décentralisée, pour les populations rurales des pays en voie de développement d'Afrique subsaharienne. En effet, si l'utilisation des ressources renouvelables fait déjà partie intégrante des politiques énergétiques d'un grand nombre de gouvernements africains, et si l'électrification décentralisée d'origine renouvelable, principalement par l'intermédiaire des systèmes photovoltaïques, représente déjà une réalité, les études de planification sont, elles, beaucoup plus rares. Pourtant, à l'instar de n'importe quelle ressource, il apparaît primordial d'évaluer, *a priori*, le gisement disponible et, ainsi, le degré de pertinence du système de conversion étudié par rapport à d'autres, qu'ils soient renouvelables ou non. À l'aide d'outils informatiques combinant ressource estimée et modélisation, il semble beaucoup plus simple de valider, ou non, l'intérêt que peut présenter une énergie renouvelable dans le pays ou la région considérée, et ainsi *planifier* son utilisation.

La République de Djibouti est un petit pays d'Afrique de l'Est qui résume à lui seul l'ensemble des défis social, économique et énergétique auxquels sont actuellement confrontées les populations d'Afrique subsaharienne, et plus spécialement celles vivant en milieu rural. Situé dans la Corne de l'Afrique et occupant une place éminemment stratégique au carrefour économique et culturel du continent africain, de la péninsule Arabe et de l'Asie, il est classé parmi les pays les plus pauvres de la planète. Ainsi, la République présente non seulement un accès à l'éducation parmi les plus faibles et un taux de chômage parmi les plus élevés, mais également un taux de couverture du réseau électrique de seulement 25 %, des infrastructures routières dégradées et un couvert végétal très limité. Dans ces conditions, l'approvisionnement en énergie, et notamment en électricité, des zones rurales les plus éloignées des centres d'activités, dont en premier lieu la capitale, se montre alors singulièrement difficile, réduisant par là même leurs capacités de développement.

Afin d'améliorer les conditions de vie des populations isolées de Djibouti, l'exploitation des ressources renouvelables pour la production d'électricité fait donc partie des solutions envisageables. Une première synthèse des différentes énergies renouvelables disponibles dans le pays a par ailleurs

déjà été réalisée par Ahmed Aye (2009), docteur de l'Université de Corse ainsi que ministre de l'énergie et de l'eau, chargé des ressources naturelles entre 2011 et 2013. De cette étude est ressortie la présence *a priori* de deux gisements majeurs dans le pays, avec, d'une part, l'énergie géothermique, et, d'autre part, le potentiel solaire. Cependant, la circonscription des sources chaudes à certaines régions désigne *de facto* la ressource géothermique comme moyen de production centralisé, tandis que la dispersion géographique inhérente à l'énergie solaire s'accorde davantage avec la dissémination des populations à travers l'ensemble du territoire. Pour ce qui est de la production d'électricité à partir du rayonnement solaire, les systèmes de conversion photovoltaïque, en outre déjà utilisés dans le pays, apparaissent également comme les plus appropriés à l'isolement et à la faible densité de population des zones rurales.

En conséquence, l'absence d'une réelle estimation de la répartition du *gisement solaire* à travers la République a conduit à mettre en œuvre l'étude de planification présentée au sein de cette thèse, dont l'objectif ultime est d'évaluer l'apport de l'énergie photovoltaïque dans le cadre d'une électrification décentralisée des populations rurales du pays. Du fait qu'aucune politique de planification énergétique n'ait été mise en place à Djibouti depuis plus de 20 ans, ce document se veut, avant tout, comme outil d'aide à la décision pour les différents acteurs, publics ou privés, du domaine de l'énergie, une simple contribution à l'amorce d'une étude nationale plus large. Enfin, en gardant malgré tout à l'esprit que chaque territoire possède ses spécificités propres, la République de Djibouti présentant des caractéristiques très semblables à de nombreux pays d'Afrique subsaharienne, la volonté de cette étude locale est également de constituer un capital expérience supplémentaire, pouvant servir par la suite à d'autres pays de la région dans leur approche des questions énergétiques.

Cette thèse se décompose ainsi en 5 chapitres distincts, via une approche globale-locale où l'analyse de la problématique *socio-énergétique* de l'Afrique subsaharienne et de la place à donner aux ressources renouvelables dans ce contexte est d'abord mise en exergue dans le premier chapitre. Le deuxième chapitre se concentre ensuite sur la République de Djibouti, notre cas d'étude, dont les caractéristiques incarnent la problématique subsaharienne, et sur les différentes éventualités d'électrification rurale, parmi lesquelles l'utilisation des systèmes photovoltaïques est donc apparue la plus pertinente. Les deux chapitres suivants abordent la question du potentiel solaire disponible dans le pays, donnée indispensable à la quantification des performances de la technologie photovoltaïque en matière de production d'électricité. Le chapitre 3 présente ainsi le développement, à partir d'estimations satellitaires, et la validation, à l'aide de mesures *in situ*, de l'*atlas solaire* du territoire, tandis que le chapitre 4 expose une méthodologie intégrant les interactions locales du rayonnement avec le relief, afin d'améliorer l'information spatiale fournie par l'atlas. Enfin, le dernier chapitre s'intéresse à la modélisation de la conversion photovoltaïque, dans le but de construire l'*atlas du productible* photovoltaïque disponible dans le pays, qui, couplé à l'analyse d'accessibilité des autres ressources, permet d'identifier les zones rurales où cette solution est la plus intéressante en matière d'électrification.





## Énergies renouvelables et électrification décentralisée en Afrique subsaharienne

*The developing world is full of entrepreneurs and visionaries, who with access to education, equity and credit would play a key role in developing the economic situations in their countries.*

Muhammad Yunus

*What is soul ? It's like electricity ; we don't really know what it is, but it's a force that can light a room.*

Ray Charles

### RÉSUMÉ

---

La remise en question du mode de développement des sociétés humaines a, sur ces 40 dernières années, profondément transformé le contexte énergétique mondial, se traduisant, à la fin des années 1990, par l'avènement du modèle de développement durable ainsi que sa contextualisation politique, et assurant, dans le même temps, l'essor spectaculaire des énergies renouvelables. Pour autant, le cadre conceptuel dans lequel se sont intégrées ces énergies s'est avant tout construit sur des problématiques, dont l'issue est certes planétaire (réchauffement climatique, raréfaction des ressources fossiles, etc.), mais qui sont structurellement liées aux pays développés, tandis que le particularisme de la plupart des pays en développement doit nous inciter à redéfinir leur place. Par ailleurs, si l'électricité, en jouant un rôle essentiel dans l'évolution des critères d'éducation et de santé et dans l'amélioration du confort de vie individuel, apparaît comme un vecteur fondamental du développement humain, le modèle centralisé des pays industrialisés ne semble pour autant pas adapté aux populations fortement rurales d'Afrique subsaharienne. Dans le paradigme plus adéquat de l'électrification décentralisée, c'est à dire du rapprochement des moyens de production des sites de consommation, les caractéristiques spécifiques de cette région nous exhortent également à rechercher de nouvelles alternatives aux systèmes énergétiques traditionnels qui apparaissent trop limités. Les ressources renouvelables peuvent répondre de manière pertinente à ce nouvel objectif énergétique et ainsi constituer un point d'ancrage du développement, mais elles doivent pour cela constituer une véritable réponse sur les plans technique et économique, et non une solution prédéterminée par un processus politique global.

---

## **Introduction**

Les ressources renouvelables font aujourd'hui partie du paysage énergétique, au même titre que les systèmes classiques qui reposent sur l'usage des combustibles fossiles ; elles occupent une place de plus en plus importante dans le discours des femmes et des hommes politiques de tous bords, et ce, en étant le plus souvent corrélées à une réduction de l'utilisation des systèmes susmentionnés. Cependant, le cadre conceptuel de cette thèse, celui des pays les moins développés, en particulier ceux d'Afrique subsaharienne, nous pousse également vers l'analyse des spécificités locales de ces derniers, qu'elles soient énergétiques, économiques ou sociales, et qui peuvent apparaître très différentes de celles des pays les plus riches. Nous allons en effet montrer que ces structures peuvent et déterminer la place à donner aux énergies renouvelables au sein de ce contexte particulier, par opposition au rôle qui leur est attribué au niveau global, et nous inciter à reconsidérer l'approche énergétique conventionnelle, notamment en ce qui concerne l'électricité, vecteur de modernité et énergie finale qui semble indissociable du développement humain. C'est finalement la rencontre de ces deux thématiques qui va nous conduire à évaluer, *a priori*, la pertinence technico-économique des systèmes renouvelables dans un modèle décentralisé d'électrification.

### **1.1 Contexte énergétique mondial et place des énergies renouvelables**

Quel que soit le domaine, l'analyse détaillée d'un contexte, de ses structures, et de ses possibles ambivalences, est sans aucun doute primordiale si l'on veut appréhender au mieux la place à donner aux outils que l'on veut y intégrer. Sur le plan énergétique, nombreux sont les systèmes qui ont été nouvellement développés ou améliorés ces 40 dernières années au sein d'un cadre conceptuel global qui était lui-même en profonde mutation, et les ressources renouvelables en font largement partie. Leur apparition dans le paysage énergétique s'est davantage apparentée à la reprise d'un développement, celui-ci ayant en effet été ralenti par l'apparition des combustibles fossiles, notamment le pétrole, dont la souplesse d'utilisation et le potentiel énergétique s'accordaient mieux avec la croissance industrielle. Cette *renaissance* s'est appuyée sur une trame directrice qu'il nous faut considérer et analyser, de façon à évaluer si, du point de vue de la problématique dans laquelle nous nous inscrivons, et que nous allons détailler, les ressources renouvelables doivent y rester associées ou si, à l'inverse, leur place doit être redéfinie.

#### **1.1.1 Situation actuelle**

À l'heure actuelle, on peut considérer que le contexte énergétique mondial se décompose en deux problématiques claires et distinctes, mais qui se recoupent dans les solutions proposées. La première, pragmatique, concerne la raréfaction des ressources fossiles, telles que le pétrole, le charbon et le gaz, ou fissiles, comme le minerai d'uranium, qui sont nécessaires pour assurer le fonctionnement des systèmes énergétiques classiques. Les gisements de ces ressources sont, en effet, limités dans le temps et s'épuisent de plus en plus rapidement, au fur et à mesure que la consommation énergétique de l'humanité croît. Le TABLEAU 1.1 présente l'estimation de la durée d'exploitation des principaux combustibles fossiles, rapport entre les réserves exploitables et la consommation annuelle actuelle de chaque ressource par l'homme. Il apparaît clairement nécessaire de trouver, à court terme, des alternatives énergétiques ainsi que probablement modifier les mentalités et les habitudes de consommation.

TABLEAU 1.1 – Rapport réserves exploitables estimées - consommation annuelle (2007) des principales ressources fossiles et fissile mondiales, d’après Ben Ahmed *et al.* (2011).

Ressource	Réserves exploitables / consommation annuelle
Pétrole	42 ans
Charbon et lignites	160 ans
Gaz naturel	65 ans
Uranium 235	80 ans

La seconde problématique, davantage environnementale, concerne la réduction de l’empreinte de l’homme sur la planète, et en particulier la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans la lutte contre les dérèglements climatiques. Exceptée la ressource nucléaire, la combustion des ressources fossiles dans le domaine énergétique est, en effet, fortement émettrice de dioxyde de carbone (Van der Hoeven, Maria, 2012), principal responsable de l’effet de serre avec l’ozone, la vapeur d’eau ou encore le méthane. Cette amplification non naturelle d’un phénomène physique naturel tend à augmenter la température moyenne à la surface de la Terre (Hegerl *et al.*, 2007) et, de fait, à modifier durablement son climat. On constate, en effet, une hausse de la température du globe plus marquée sur ces 30 dernières années (Trenberth *et al.*, 2007), pendant que, comme l’indique la FIGURE 1.1, les concentrations des GES présents dans l’atmosphère et émis par l’homme (dioxyde de carbone,

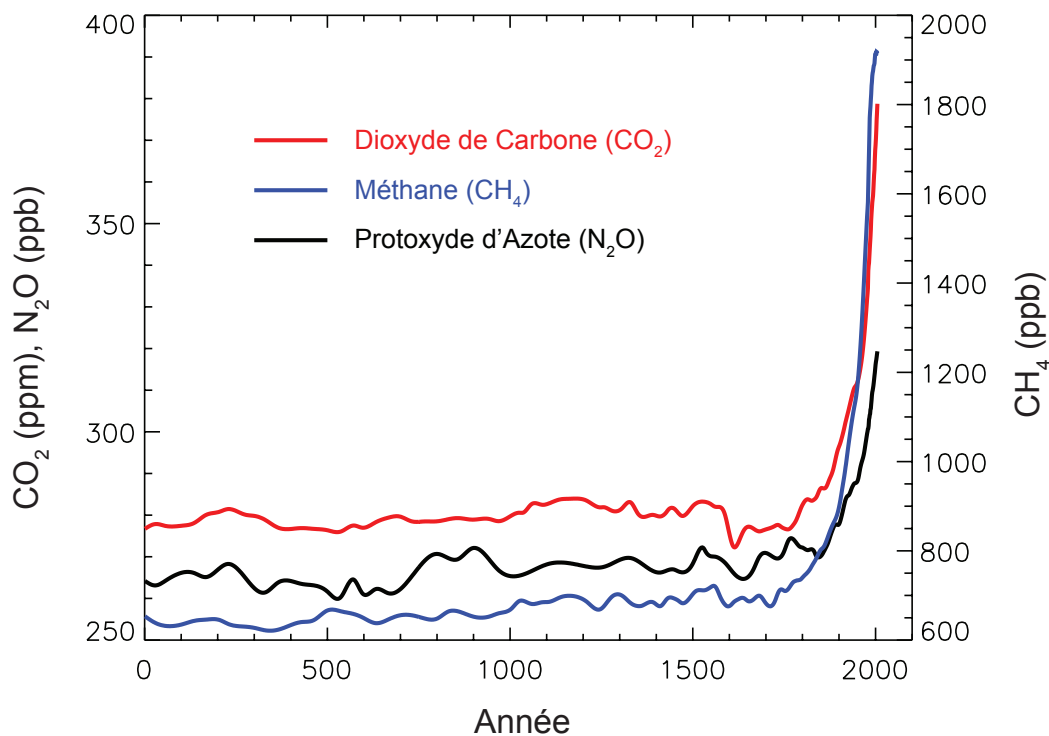


FIGURE 1.1 – Évolution des concentrations atmosphériques des principaux gaz à effet de serre au cours des 2000 dernières années, en parties par million (ppm) et parties par milliard (ppb). D’après Forster *et al.* (2007).

méthane et protoxyde d'azote) augmentaient de manière spectaculaire. Bien qu'elle soit parfois remise en question par certaines parties, la corrélation entre la hausse de l'activité industrielle humaine et le réchauffement climatique global apparaît très solide (Hegerl *et al.*, 2007), et est d'ailleurs très largement admise au sein de la communauté scientifique travaillant sur le climat (Anderegg *et al.*, 2010).

C'est dans ce contexte croisé de remise en question du développement humain que l'on a vu éclore, dès les années 1970, des solutions alternatives aux ressources classiques et le concept de *développement durable*.

## **1.1.2 Avènement du développement durable et éclosion des énergies renouvelables**

Le premier choc pétrolier, en 1973, fait prendre conscience à la communauté internationale de l'importance des enjeux énergétiques dans le développement futur de l'humanité. Derrière le rapport du Club de Rome intitulé *The limits to growth*, publié en 1972, ou la première conférence internationale sur l'environnement qui se tient à Stockholm la même année (Liébard et De Herde, 2005a), commencent à se dessiner les prémices d'une réflexion plus globale sur les conséquences du mode de vie des pays industrialisés. La raréfaction de la ressource pétrolière, et plus généralement des combustibles fossiles ou fissiles, et les altérations multiples subies par l'environnement, telles que la pollution, la déforestation, la désertification ou la dégradation de la faune et de la flore, amènent les pays les plus riches à reconsidérer leur mode de développement.

### **1.1.2.1 Naissance du concept de développement durable**

Cette réflexion atteint alors l'échelon supérieur avec la désignation, en 1983, par l'Assemblée générale des Nations unies d'une commission mondiale sur l'environnement et le développement présidée par Mme Gro Harlem Brundtland. Le rapport de cette commission, paru en 1987 et intitulé *Our common future*, contribue à façonner le concept de *développement durable*, le définissant comme « un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs » (Liébard et De Herde, 2005a). Par la suite, le rapport Brundtland sera à la base des travaux de la Conférence des Nations unies sur l'environnement et le développement (CNUED), lors du *sommet de la Terre* qui se tient à Rio de Janeiro en 1992. Lors de ce sommet est adoptée la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), dont une grande majorité des pays participants ratifiera le Protocole de Kyoto en 1997 (191 en 2011). Ce protocole, dont le principal objectif est la réduction des émissions de gaz à effet de serre des pays industrialisés, dans le cadre de la lutte contre les dérèglements climatiques, a directement et indirectement incité ces pays à rechercher des solutions alternatives, que ce soit en limitant leur consommation énergétique ou bien en remplaçant leurs moyens de production d'énergie fortement émetteurs (United Nations, 1998).

Classiquement, on schématise le développement durable autour du triptyque économique, social et environnemental, que l'on peut voir représenté sur la FIGURE 1.2. Typiquement, chaque intersection de l'un de ces piliers sociétaux avec un autre définit l'un des trois objectifs principaux de ce concept, à savoir l'intégrité de l'environnement, l'équité entre les peuples, les individus et les générations, et l'efficacité économique (Liébard et De Herde, 2005a). Le développement durable représente en quelque sorte le volet qualitatif d'une croissance longtemps considérée sous son seul aspect quantitatif.

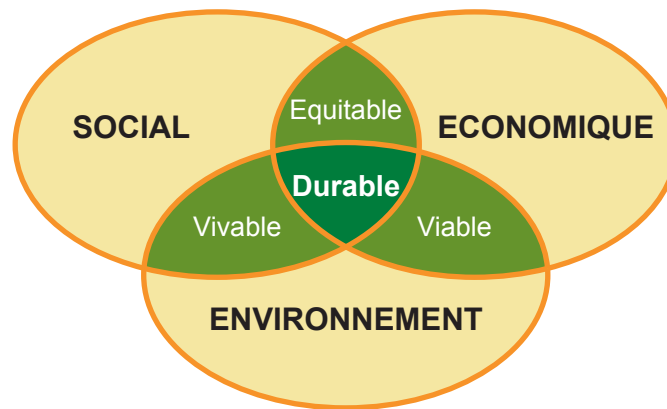


FIGURE 1.2 – Schématisation du développement durable.

### 1.1.2.2 Les énergies renouvelables

Dans son histoire, l'humanité a, en premier lieu, exploité les ressources renouvelables. De nos jours, la production d'électricité d'origine renouvelable existe depuis la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle et les débuts de l'énergie hydraulique (Ben Ahmed *et al.*, 2011). Les énergies renouvelables représentaient donc une alternative déjà bien réelle aux moyens classiques de production d'énergie avant l'avènement du développement durable. Nonobstant l'hydroélectricité et l'utilisation préindustrielle, on peut toutefois considérer que le premier choc pétrolier, la conceptualisation du développement durable et le cadre politico-énergétique qui s'en est alors suivi (CCNUCC et Protocole de Kyoto) auront permis à ces ressources d'être de nouveau considérées, et à certaines de véritablement prendre leur essor, notamment dans le domaine de la production d'électricité. Ainsi, si la production hydraulique a presque triplé depuis les années 1970, la production géothermique aura été, dans le même temps, multipliée par 15 et la production d'énergie d'origine solaire, éolienne ou marémotrice par un facteur 1000 (International Energy Agency, 2011a).

Les énergies dites *renouvelables* sont, à l'inverse des combustibles fossiles, des énergies dont le gisement est inépuisable à l'échelle des temps géologiques. En effet, elles proviennent, dans leur très grande majorité, directement ou indirectement du soleil, à l'exception de la géothermie, énergie thermique issue du noyau terrestre en fusion, et des phénomènes de marée, résultant du système Terre-Lune-Soleil. Le TABLEAU 1.2 résume le type et le potentiel annuel énergétique de chaque ressource renouvelable. Si l'on met ces chiffres en parallèle avec la consommation annuelle totale d'énergie primaire par la population mondiale ( $150 \times 10^{12}$  kWh), on peut aussi constater qu'elles sont particulièrement abondantes. Ensuite, on notera que, exception faite de la biomasse, ce ne sont pas des ressources à proprement parler mais bien des énergies, de type thermique, mécanique ou électromagnétique, qui nécessiteront donc très souvent, notamment pour la production d'électricité, des systèmes de conversion (éoliennes, barrages hydroélectriques, panneaux photovoltaïques, etc.). Ce sont d'ailleurs ces systèmes de production électrique qui constituent la trame principale de ce chapitre, devant l'utilisation passive ou non électrique des ressources renouvelables.

Un deuxième aspect qui distingue ces énergies des ressources fossiles, telles que le pétrole, le gaz et le charbon, ce sont les émissions de gaz à effet de serre et en particulier celles de CO<sub>2</sub>. Dans le cas de la biomasse, on considère le cycle du combustible neutre, à savoir que le CO<sub>2</sub> dégagé lors de la combustion de la ressource est compensé par celui absorbé lors de la croissance de celle-ci (Biroi, 2006). Dans les autres cas, les énergies sont soit utilisées de manière brute, soit converties grâce à des

TABLEAU 1.2 – Estimation des ressources annuelles en énergies renouvelables, d’après Ben Ahmed *et al.* (2011).

	Solaire	Biomasse	Cycles hydrologiques (hydraulique, éolien, houle)	Géothermie	Marées
Potentiel annuel (kWh)	$700 \times 10^{15}$	$4,5 \times 10^{15}$	$360 \times 10^{15}$	$300 \times 10^{12}$	$25 \times 10^{12}$

systèmes qui sont totalement non émetteurs de CO<sub>2</sub>, hormis celui qui peut être produit de manière indirecte, lors de leur fabrication notamment. Le TABLEAU 1.3 montre ainsi les taux d’émission de CO<sub>2</sub> sur cycle de vie des différentes ressources dans le cadre de la production d’électricité. On peut voir que les différences d’émission sont très importantes entre combustibles fossiles et ressources renouvelables. Ainsi, toutes les énergies fossiles, excepté l’énergie nucléaire, possèdent un facteur d’émission sur cycle de vie 10 à 20 fois supérieur à celui de l’énergie photovoltaïque, pourtant typiquement la plus émettrice du panel renouvelable. Par ailleurs, le cas de l’énergie nucléaire est un peu particulier. Si celle-ci possède, en effet, un facteur d’émission très faible, elle pose cependant deux problèmes majeurs, à savoir le stockage des déchets radioactifs et la sûreté des installations, qui a notamment été remise en cause lors des accidents de Three Mile Island (États-Unis), en 1979, Tchernobyl (Ukraine), en 1986, et Fukushima (Japon), en 2011.

On observe donc que les propriétés intrinsèques des énergies renouvelables répondent aux diverses problématiques énergétiques qui se posent à l’humanité aujourd’hui. Ainsi, si les ressources fossiles vont commencer à manquer d’ici peu, la ressource renouvelable est, elle, par essence, inépuisable. De même, si la combustion des produits fossiles et fissiles pose le problème de la pollution et de l’impact sur l’environnement, tant par les émissions de GES que par le retraitement des déchets radioactifs, les énergies renouvelables ne nécessitent, au plus, que des systèmes de conversion très peu pollués en comparaison. Enfin, même si la croissance de la population mondiale et le développement des pays les plus pauvres vont entraîner, à l’avenir, une nécessaire réévaluation à la hausse des besoins énergétiques de l’humanité, les ressources renouvelables présentent aussi l’avantage d’être particulièrement abondantes.

Bien évidemment, aucune solution n’est jamais totalement idéale et les énergies renouvelables ne dérogent pas à la règle, en particulier dans le contexte des pays industrialisés. Leurs limitations imposent, en effet, une restructuration profonde des modes de production et de consommation de ces pays. La première difficulté, la plus visible, se situe au niveau de l’*intermittence*, ou variabilité temporelle, de la majorité des ressources renouvelables. Cette intermittence peut notamment dépendre des caractéristiques climatiques, de phénomènes météorologiques, de la situation géographique ou de l’alternance jour-nuit, et est d’autant plus perceptible en ce qui concerne l’éolien, le solaire, la houle ou les marées (Freris et Infield, 2008). Cette variabilité de la ressource peut alors aussi bien nécessiter une restructuration des modes de consommation, que l’intégration d’un élément de stockage chimique, mécanique ou autre, au sein des systèmes de conversion. Ensuite, à l’inverse des moyens classiques qui, ne nécessitant que l’apport de combustible, peuvent concentrer leur production, les ressources renouvelables présentent une forte dispersion géographique et requièrent alors des infrastructures de conversion à plus petite échelle (Ben Ahmed *et al.*, 2011). Ces deux contraintes spécifiques limitent, à l’heure actuelle, la puissance des moyens de conversion et imposent donc une certaine décentralisation de la production, aux antipodes de la structure énergétique actuelle des régions les plus développées, basée sur une production dense et centralisée.

TABLEAU 1.3 – Émissions de CO<sub>2</sub> sur cycle de vie des centrales électriques à combustible fossile ou renouvelables. D'après l'exemple japonais (Hondo, 2005).

	Type de production	Émission de CO <sub>2</sub> (en gCO <sub>2</sub> /kWh)
Combustibles fossiles	Nucléaire	24,2
	Gaz/Cycle combiné	518,8
	Gaz/thermique	607,6
	Fioul	742,1
	Charbon	975,2
Systèmes renouvelables	Hydraulique	11,3
	Géothermie	15,0
	Éolien	29,5
	Photovoltaïque	53,4

Il est clair que ces contraintes représentent actuellement un frein au développement spécifique des énergies renouvelables dans les pays riches, comme alternatives aux moyens de production existants. Cette thèse se concentre cependant sur les pays les moins développés, dont le contexte énergétique singulièrement différent nous incite à redéfinir la place de ces énergies, et nous verrons que ces difficultés peuvent alors être retournées dans ce nouveau cadre conceptuel.

### 1.1.3 Les pays en voie de développement : un cadre conceptuel spécifique

La présentation qui vient d'être faite du contexte ayant favorisé l'émergence des ressources renouvelables au sein de la production mondiale d'énergie donne quelques indications sur la structure ambivalente de celui-ci. Entre causes originelles et conséquences, contexte global et spécificités locales, l'écart est grand et une interprétation trop « universelle » et monolithique de ce contexte pourrait conduire, et a déjà conduit, à des jugements biaisés. En effet, si les problématiques de la raréfaction des ressources et du réchauffement climatique concernent la planète dans sa globalité, il apparaît néanmoins très important de s'attarder sur les sphères sociale, énergétique et économique spécifiques à chaque pays, les trois étant par ailleurs très souvent liées, et ce, afin de s'assurer de la pertinence des moyens proposés. Pour ce faire, on évalue l'état d'avancement de certains indicateurs propres à ces paradigmes ; ce qui revient à déterminer le niveau de développement d'un pays (Klugman, 2011).

#### 1.1.3.1 Niveau de développement

À l'heure actuelle, le niveau de développement d'un pays se mesure à l'aune de son indice de développement humain (IDH), indice compris entre 0 et 1 et dont le calcul est réalisé depuis plus de 20 ans, et le premier rapport publié en 1990, par le Programme des Nations unies pour le développement (PNUD) (Klugman, 2011). On aura constaté, et il est important de le noter, la notion de développement *humain*, en lieu et place de toute autre appellation, et notamment celle probablement trop subjective de développement *économique*. En effet, si des ressources financières représentent indéniablement un moyen d'accès au progrès, rien ne permet de prédire à quelles fins elles seront réellement utilisées, et ne suffisent donc pas en soi pour statuer sur la qualité de vie des habitants d'un pays. Ainsi, le développement humain, tel qu'il a été défini au départ par Mahbub ul Haq (1990), re-



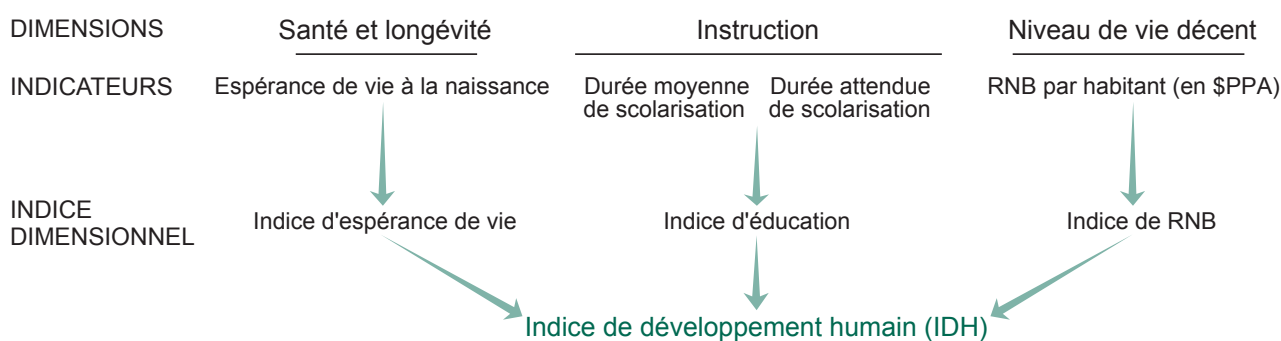


FIGURE 1.3 – Indice de développement humain (Klugman, 2011).

présente aussi bien le processus d'accroissement des alternatives auxquelles les populations peuvent accéder que le niveau de bien-être atteint par celles-ci, ou, autrement dit, la formation des capacités humaines et l'utilisation par les individus de celles qu'ils auront acquises. L'équilibre entre ces deux aspects apparaît fondamental, sous peine de générer une importante frustration des populations. Par ailleurs, on peut observer que cette définition tente de s'extraire au maximum du paradigme de l'économie de croissance de nos sociétés modernes, et donc d'une notion de développement qui serait essentiellement économique, et ce, afin d'apparaître la plus universelle possible. C'est pourquoi, lorsque l'on abordera la notion de développement au cours de cette thèse, l'on se référera toujours à cette dénomination, et à son indicateur qu'est l'IDH, de par sa désignation globalement objective, bien que forcément dépendante des paramètres structurels inhérents aux sociétés humaines actuelles.

En théorie, les choix qui s'offrent à l'être humain peuvent être infinis. Cependant, il en est que l'on peut considérer comme fondamentaux, car ils permettent alors d'accéder à tous les autres, à savoir mener une vie longue et saine, acquérir des connaissances et accéder aux ressources nécessaires à un niveau de vie décent (Mahbub ul Haq, 1990). Par analogie avec ce qui a été dit précédemment, la longévité, la santé, le savoir et les compétences constituent les capacités de l'être humain pendant que l'utilisation qu'il en fait, au travers d'une quelconque activité, permet de subvenir à ses besoins et de s'accomplir. L'indice de développement humain a donc été élaboré autour de ces trois principaux axes sociétaux que sont la santé, l'instruction et le revenu économique, et est calculé à partir de trois sous-indices évaluant leur niveau de qualité, qui sont l'indice d'espérance de vie, l'indice d'éducation et l'indice de revenu national brut (RNB). La FIGURE 1.3 résume la méthodologie de calcul de l'IDH, qui repose sur quatre indicateurs, l'espérance de vie à la naissance, la durée moyenne de scolarisation et la durée attendue de scolarisation, et le RNB par habitant.

L'IDH est donc compris entre 0 et 1, 1 représentant un niveau de développement optimal, et était défini pour 187 pays en 2011. Ces pays se répartissent en quartiles correspondant à un niveau de développement humain très élevé ( $IDH \geq 0,793$ ), élevé ( $0,698 \leq IDH \leq 0,783$ ), moyen ( $0,522 \leq IDH \leq 0,698$ ) ou faible ( $IDH < 0,522$ ). De manière plus ou moins arbitraire, sont considérés comme *pays développés*, soit les pays au développement humain très élevé (Klugman, 2010), soit, selon la définition géographique de l'Organisation des Nations unies (ONU), le Japon en Asie, le Canada et les États-Unis en Amérique du Nord, l'Australie et la Nouvelle-Zélande en Océanie, et l'Europe (United Nations Statistics Division, 2012). Ensuite, sont désignés comme *pays en transition*, les pays de l'est de l'Europe plus ceux issus de l'ancienne URSS. Enfin, l'appellation de *pays en développement* renvoie à tous les autres plus ceux issus de l'ancienne Yougoslavie. Par ailleurs, s'il n'existe pas réellement de statut officiel pour les pays les plus développés de la planète, il en est un cependant reconnu par l'ONU pour 48 des pays présentant l'IDH le plus faible, regroupés sous

l'appellation de pays les moins avancés (PMA), dont 33 sont issus d'Afrique subsaharienne. C'est à ces pays que l'on s'intéressera en premier lieu dans ce chapitre, et par extension dans cette thèse avec la République de Djibouti, par opposition aux pays développés.

Si les indicateurs du développement sont avant tout sociaux et économiques, il est évident que l'énergie intervient directement sur ces derniers, jouant de ce fait un rôle prépondérant dans le développement, et en particulier, comme nous le verrons dans la section 1.2, l'énergie électrique. Cependant, avant de s'intéresser à l'énergie comme vecteur structurant du développement, il apparaît important de s'arrêter sur le niveau de développement actuel, comme cadre structurant d'une politique énergétique. En effet, la définition d'un schéma politico-énergétique, directement lié à l'état d'avancement des pays considérés, apparaît comme nécessaire si nous voulons appréhender au mieux la place à donner aux moyens énergétiques dont nous voulons aborder la planification.

### 1.1.3.2 Pays développés et pays en voie de développement : contexte global et spécificités locales

Comme nous avons pu commencer à l'entrevoir précédemment (section 1.1), à contexte énergétique « mondial », la CCNUCC et le Protocole de Kyoto ayant été ratifiés par pratiquement tous les pays, a avant tout correspondu une remise en cause du mode de vie des pays industrialisés par les pays industrialisés. Ainsi, en 1974, en réponse au premier choc pétrolier, les membres de l'Organisation pour la coopération et le développement économiques (OCDE), créent l'Agence internationale de l'énergie (IEA), afin de mettre en œuvre un programme énergétique international, dans le but, notamment, de trouver des alternatives au « tout-pétrole » et au gaspillage énergétique des pays industrialisés (Scott, 1994). Aujourd'hui, l'IEA est la principale structure énergétique mondiale, composée des 27 pays parmi les plus développés de la planète plus la Turquie. De manière générale, et cohérente, la politique énergétique internationale de ces 40 dernières années est donc le fait des pays les plus riches, et c'est la prise de conscience par ces mêmes pays de leur impact sur leur environnement qui a abouti à la conceptualisation du développement durable, lui même servant de cadre structurel à la CCNUCC puis au Protocole de Kyoto, protocole qui, en instaurant un cadre politique incitatif direct et indirect envers les pays industrialisés, a permis aux systèmes renouvelables de prendre par la suite leur essor sur le marché de l'énergie.

Ce cadre politique instauré à la fin du XX<sup>ième</sup> siècle est donc axé autour des deux problématiques déjà citées en début de chapitre, à savoir la raréfaction des ressources et l'impact de l'homme sur son environnement. Sont principalement à l'origine de ces deux axiomes, la consommation énergétique et les émissions de GES, passées et présentes, relatives à chaque pays. Les deux sont par ailleurs fortement liées, puisque le secteur énergétique est responsable pour plus de 80 % des émissions anthropogéniques de GES dans les pays concernés par les dispositions du Protocole de Kyoto, loin devant l'agriculture (8 %), les procédés industriels (6 %) ou les déchets (3 %) (Van der Hoeven, Maria, 2012). De plus, au sein de ces émissions, le dioxyde de carbone issu du domaine énergétique représente la part la plus importante, constituant ainsi, en 2010, 83 % des émissions totales en GES de ces mêmes pays, et 65 % des émissions mondiales. Ainsi, afin de décrire au mieux les contextes spécifiques de chaque pays, fonction de leur niveau de développement, le TABLEAU 1.4 regroupe IDH (Klugman, 2011), consommations d'énergie primaire et d'électricité (International Energy Agency, 2011a,b), et émissions de CO<sub>2</sub> (Van der Hoeven, Maria, 2012) par habitant (Central Intelligence Agency, 2013 ; United Nations, 2011) pour l'année 2009. Ces données sont présentées, d'une part, par région géographique, avec, pour chaque zone, le détail des pays principaux, et, d'autre part, par institution ou statut particulier (PMA, IEA, OCDE et Union européenne).

TABLEAU 1.4 – Consommations annuelles d'énergie primaire et d'électricité, et émissions annuelles de CO<sub>2</sub> par région en fonction du niveau de développement<sup>1</sup>.

Région	IDH <sup>2</sup>	Consommation d'énergie primaire (Tep/habitant)	Consommation d'électricité (MWh/habitant)	Émissions de CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /habitant)
<b>Océanie<sup>3</sup></b>	<b>0,921</b>	<b>5,56</b>	<b>10,64</b>	<b>15,53</b>
<i>Australie</i>	0,926	5,98	11,14	17,51
<i>Nouvelle-Zélande</i>	0,906	4,03	9,32	7,26
<b>Europe</b>	<b>0,827</b>	<b>3,44</b>	<b>5,90</b>	<b>7,67</b>
<i>Allemagne</i>	0,900	3,87	6,74	9,12
<i>France</i>	0,880	4,10	7,74	5,69
<b>Amérique</b>	<b>0,788</b>	<b>3,42</b>	<b>6,06</b>	<b>7,86</b>
Amérique du Nord	0,906	7,08	13,13	16,95
<i>États-Unis</i>	0,906	7,03	12,88	17,22
Amérique latine <sup>4</sup>	0,718	1,28	1,92	2,54
<i>Brésil</i>	0,708	1,24	2,20	1,79
<b>Asie<sup>3</sup></b>	<b>0,615</b>	<b>1,28</b>	<b>1,87</b>	<b>3,44</b>
<i>Japon</i>	0,895	3,73	7,88	8,63
<i>Chine</i>	0,675	1,69	2,64	5,36
<i>Inde</i>	0,535	0,56	0,59	1,34
Moyen-Orient	0,674	2,53	3,11	6,33
<i>Turquie</i>	0,690	1,36	2,30	3,57
<b>Afrique</b>	<b>0,457</b>	<b>0,68</b>	<b>0,57</b>	<b>1,04</b>
Afrique du Nord	0,646	0,98	1,33	2,41
<i>Égypte</i>	0,638	0,90	1,55	2,15
Afrique subsaharienne	0,420	0,62	0,42	0,77
<i>Nigéria</i>	0,450	0,71	0,12	0,29
IEA	0,875	4,60	8,71	10,68
OCDE	0,864	4,27	8,01	9,93
Union européenne	0,863	3,32	6,09	7,25
PMA	0,413	0,34	0,16	0,24

<sup>1</sup> Les dernières données disponibles pour les pays appartenant à l'OCDE dataient de 2009, contre 2010 pour celles des pays hors OCDE. De fait, dans un objectif de cohérence, toutes les données présentées dans ce tableau sont issues de l'année 2009.

<sup>2</sup> L'IDH de chaque région est obtenu en effectuant la moyenne des IDH des pays la composant, pondérée par leurs populations.

<sup>3</sup> Les agglomérats continentaux sont ici définis selon les termes géographiques de l'IEA. L'Océanie est donc uniquement constituée des pays et territoires suivants : Australie, Nouvelle-Zélande, Guam, îles Marshall, Micronésie, Nauru, îles Mariannes du Nord, Samoa américaines, Niue, Tokelau, Tuvalu, îles Wallis et Futuna. Tous les autres territoires océaniques, selon la définition de l'ONU, sont intégrés au continent asiatique.

<sup>4</sup> L'Amérique latine est constituée de l'Amérique du Sud, l'Amérique centrale et des Caraïbes.

Si ce tableau est un cliché à l'instant  $t$  du contexte et de son ambivalence, ne prenant donc pas en compte le critère de temporalité, il est toutefois important de noter que le chemin parcouru pour y

aboutir est, de manière cohérente, principalement le fait des pays développés. Ainsi, en 1980, les pays de l'OCDE, représentant aujourd'hui moins de 20 % de la population mondiale, comptaient pour 56 % de la demande mondiale en énergie primaire contre 41 % pour le reste du monde. Si, aujourd'hui, ces pays consomment moins de la moitié de l'énergie primaire globale (43 % contre 54 %), c'est surtout le fait de l'émergence des géants chinois et indiens qui, à eux seuls, totalisent 1/4 de la demande (Birol, 2011). Par ailleurs, si l'approvisionnement en pétrole des pays de l'OCDE était deux fois plus important que tous les autres pays réunis il y a 30 ans, il reste toujours supérieur aujourd'hui (49 % contre 43 %). Enfin, en matière d'impact environnemental, les pays les plus développés (IDH > 0,8), correspondant à 1/6 de la population mondiale, ont été responsables de presque 64 % des émissions de CO<sub>2</sub> entre 1850 et 2005 (Klugman, 2011).

De manière cohérente, le TABLEAU 1.4 rend compte du fait que l'IDH, et donc le niveau de développement, est fortement corrélé à la consommation d'énergie, primaire ou électrique, induisant de fait des contextes énergétiques très différents selon les pays. De même, les émissions de GES étant avant tout issues du secteur de l'énergie, les rejets de CO<sub>2</sub> augmentent également avec celui-ci, bien que, comme nous le verrons par la suite, ce soit principalement avec le critère économique de l'IDH (Klugman, 2011). Ainsi, le tableau nous permet de constater que, si un Nord-Américain (IDH = 0,906) consomme deux fois plus d'énergie primaire et rejette deux fois plus de CO<sub>2</sub> qu'un Européen (IDH = 0,827), l'écart atteint, respectivement, un facteur 11 et un facteur 22 lorsqu'on le compare à un habitant d'Afrique subsaharienne (IDH = 0,420). Sur le plan institutionnel, la différence entre les PMA et les pays appartenant aux organisations dont l'apport au cadre politico-énergétique actuel est prépondérant, en particulier l'IEA, atteint un niveau abyssal. En effet, un habitant d'un pays appartenant à l'IEA consomme en moyenne 13 fois plus d'énergie primaire, 54 fois plus d'électricité et émet 44 fois plus de CO<sub>2</sub> qu'un habitant des PMA.

Au-delà d'un simple étalage de chiffres, on constate donc distinctement qu'à contexte global correspondent spécificités locales, fortement dépendantes de l'état de développement des pays considérés, l'IDH évoluant dans le sens de la consommation d'énergie qui, elle-même, accentue les émissions de GES. Apparaît également une notion objective de « responsabilité » dans les contextes énergétique et environnemental actuels, de la part des pays constituant l'embryon de la remise en question de leur propre mode de développement, et à l'origine de la conceptualisation politique du *développement durable*.

### 1.1.4 Quelle place pour les ressources renouvelables ?

Arrivé à ce point, il est temps d'analyser la place que nous voulons donner aux énergies renouvelables dans le contexte spécifique des pays les moins développés. Si ces ressources ont les premières servi de vecteur énergétique à l'humanité, elles auront ensuite été délaissées au profit des ressources fossiles, au moment de l'industrialisation et de la croissance exponentielle de la demande en énergie. Bien sûr, elles ont continué à être utilisées, notamment sous forme mécanique ou thermique (éolien, solaire), ont pénétré le secteur de l'énergie électrique (hydroélectricité), ou même constitué une part importante de l'énergie alimentaire (biomasse). Cependant, avant la remise en question de la fin du XX<sup>ième</sup> siècle, elles ne représentaient, et ne représentent toujours, qu'une infime proportion de la consommation mondiale d'énergie primaire, à savoir moins de 13 % (Ben Ahmed *et al.*, 2011), dans laquelle l'énergie hydraulique et la biomasse sont prépondérantes.

La fin du siècle dernier aura vu les choses s'accélérer avec la première crise pétrolière. La nécessité d'alternatives au pétrole, d'un secteur énergétique plus efficace, d'une approche environnementale de l'énergie ou encore de politiques énergétiques à long terme (Scott, 1994), est apparue

claire aux yeux des pays les plus développés. Ils ont alors commencé à élaborer un cadre politique international à même de mettre en œuvre ces nouveaux objectifs, avec, en premier lieu, la création de l'IEA. La hausse du prix du pétrole a entraîné dès les années 1970 des recherches et réalisations dans le domaine des ressources renouvelables (Liébard et De Herde, 2005a), en particulier au niveau de l'énergie solaire. Cependant, il aura fallu attendre le début des années 1990, et la publication du rapport Bruntland, pour observer une prise de conscience planétaire des enjeux de la raréfaction des ressources et du réchauffement climatique, entraînant des accords internationaux conceptualisant un cadre politico-énergétique favorable à leur essor.

Si un contexte énergétique global s'est dessiné avec la reconnaissance de la CCNUCC puis du Protocole de Kyoto par une grande majorité de pays, les dispositions de ces deux textes officiels ont aussi amorcé une reconnaissance tacite de la responsabilité des pays industrialisés dans le tarissement des ressources et le taux actuel de GES atmosphériques. Ces pays, en ratifiant le protocole, ont d'ailleurs eux-mêmes officiellement reconnu le lien de causalité, mis en avant par la quasi-totalité des experts internationaux du climat, entre mode de développement et changement climatique. De ce contexte global surgissent alors une multitude de spécificités locales, d'abord fonction du niveau de développement des pays considérés. Le TABLEAU 1.4 confirme ainsi cet état de fait et éclaire la différence fondamentale qui existe entre ces pays dont le développement est achevé, et les pays dont le développement ne fait véritablement que commencer, en particulier les PMA, lesquels sont en outre principalement issus d'Afrique subsaharienne.

Si énergie et développement sont intimement corrélés, il semble alors peu pertinent d'appliquer le même modèle politico-énergétique à des problématiques aussi différentes. Car, si les pays à faible IDH, notamment africains, subissent les conséquences du réchauffement climatique, ils n'ont malgré tout que très peu contribué aux modifications environnementales planétaires (Klugman, 2011). Pourtant, le concept de développement durable est devenu quasi universel, et avec lui le cadre politique d'insertion des ressources renouvelables dans le panel énergétique mondial, directement issu du Protocole de Kyoto. On le constate notamment dans la plupart des pays africains, où l'argument principal de promotion de ce type d'énergies semble avant tout politique, avant d'être énergétique ou même économique, et intégré dans un modèle *durable* du développement (Ahmed, 2001 ; Bugaje, 2006 ; Chineke et Ezike, 2010).

Si les problématiques de la raréfaction des ressources et des émissions de GES ont effectivement leur importance, elles ne doivent toutefois pas éclipser les défis socioéconomiques qui apparaissent prioritaires dans les pays les plus pauvres de la planète. D'autant plus lorsque l'on observe que les émissions de GES ou la consommation d'énergie primaire sont avant tout corrélées à la croissance économique plutôt qu'à l'évolution des critères de santé et d'éducation du développement humain (Klugman, 2011 ; Van der Hoeven, Maria, 2012). En effet, comme l'explique Klugman (2011), on comprend intuitivement que ces éléments reposent davantage sur l'utilisation d'une énergie dont la finalité est *qualitative*, c.-à-d. qui permette de faire fonctionner une structure nécessaire à la fourniture d'un service (école, dispensaire, etc.), là où la croissance économique s'appuie sur la production de biens et donc sur l'apport d'une énergie dont la finalité est *quantitative*. Finalement, la santé et l'éducation dépendant d'une provision en énergie à des fins qualitatives, il paraît donc toujours plus justifié d'envisager toutes les solutions énergétiques possibles, et ce, sans passer par des considérations écologiques qui apparaissent cohérentes dans un schéma énergétique où il s'agit de remplacer des moyens de production existants, mais dont la pertinence se révèle limitée dans un contexte où les moyens en question n'existent pas. En substance, dans un modèle de développement ne reposant pas sur les aides financières extérieures, de type bailleur de fonds (Banque mondiale, PNUD, Union européenne, etc.), la viabilité d'une solution semble d'abord économique ; en occulter certaines, du

fait qu'elles ne s'intègrent pas au paradigme d'une politique *durable*, tendrait alors à entraver un peu plus un développement humain déjà très faible.

Il ne s'agit évidemment pas de négliger l'impact du développement de ces pays sur le milieu de vie global et sur la capacité de toutes les générations futures à répondre à leurs besoins, mais d'en faire ce qu'il est intrinsèquement, à savoir l'un des paramètres de l'équation du développement humain, et non pas l'unique variable. Les pays les plus développés ont par définition atteint la plénitude de leur développement, indiquant par là le degré élevé dans le pluralisme des choix qui s'offrent à leurs populations. Dès lors, la politisation, le regard critique et la prise de recul vis-à-vis d'un contexte sont plus accessibles, et la remise en cause du mode de vie des pays riches par eux-mêmes a ainsi été rendue possible. Seulement, cette remise en question a atteint, ces dernières années, un échelon international qui semble occulter des spécificités énergétiques régionales qui mériteraient pourtant une approche beaucoup plus pragmatique et sans concessions politiques. Le risque serait alors d'assister à un essor de certaines énergies renouvelables dans les pays en développement, non pas comme le résultat d'une réelle planification énergétique, mais pour des raisons politiques globales qui concourraient à biaiser la pérennisation future de ces ressources et pourraient contrarier la marche en avant de ces pays.

Dès lors il apparaît important, aux yeux de l'auteur, de s'extraire du contexte énergétique global afin d'éviter de considérer les ressources renouvelables comme une seule et même solution à deux problèmes pourtant distincts. Si ces dernières font partie d'une politique énergétique de mise en place d'alternatives aux moyens de production existants dans les pays développés, afin de réduire leur empreinte environnementale et de limiter l'usage des combustibles fossiles et fissiles, il ne faudrait pour autant pas les confiner à ce seul aspect et omettre qu'elles puissent répondre de manière pertinente aux spécificités énergétiques, sociales et économiques de certains pays. En substance, il s'agit donc, au travers de cette thèse, de présenter les ressources renouvelables comme une solution énergétique plausible parmi d'autres, et non pas définie intrinsèquement comme une alternative énergétique et environnementale, rendue *de facto* nécessaire au sein d'un processus politique global. Autrement dit, en reprenant la schématisation globale de la FIGURE 1.2, on peut considérer que le cadre d'insertion des énergies renouvelables doit avant tout, dans les pays en développement, s'appuyer sur les volets économique et social du développement durable, avant que la question environnementale ne devienne naturellement plus centrale une fois un niveau de développement humain acceptable atteint.

## **1.2 L'électrification rurale décentralisée : un moyen de réduire la pauvreté en Afrique subsaharienne**

À présent que la place des énergies renouvelables au sein du contexte spécifique des pays en voie de développement a été appréhendée, il nous faut maintenant analyser le rôle qui pourra être le leur au sein d'un modèle énergétique préalablement défini. En effet, la divergence de contexte qui existe entre pays développés et pays en développement, non seulement dans le domaine énergétique, mais aussi, et nous allons le voir, sur le plan d'autres paramètres caractéristiques, nécessite de revisiter les modèles conventionnels. En substance, cela consiste, du point de vue de l'électrification, à réévaluer la pertinence du modèle centralisé, ou autrement dit à évaluer celle du parangon décentralisé.

Au demeurant, si cette thèse se veut être un outil pour les pays en développement, en particulier pour ceux les moins avancés, elle est aussi et avant tout consacrée à un pays représentatif d'une région spécifique, qui possède donc ses structurations propres. De la même façon que nous avons, précédemment, mis en avant le particularisme énergétique des pays en développement et ses conséquences, les

caractéristiques propres à chacun de ces pays, qu'elles soient sociales, culturelles, politiques, énergétiques ou climatiques, invitent à la prudence vis-à-vis d'une généralisation qui pourrait paraître excessive. Ce sont donc les paradigmes énergétique et social de l'Afrique subsaharienne qui seront plus particulièrement mis en perspective dans cette partie. Cependant, si nous allons voir que l'accès à l'électricité, la ruralité ou bien encore la pauvreté sont des traits communs à la plupart des pays subsahariens, et que l'approche énergétique présentée est donc tout à fait généralisable, il est important de garder à l'esprit que cette schématisation globale de l'« Afrique subsaharienne » reste une simplification d'analyse, qui devra sans doute être réajustée en permanence en fonction des problématiques locales.

## **1.2.1 Électricité et développement**

De manière générale, l'énergie est indissociable du développement (Klugman, 2011). La consommation totale d'énergie primaire a ainsi plus que doublé en 40 ans, avant tout liée à l'industrialisation et donc au développement économique (Van der Hoeven, Maria, 2012). En effet, si nous avons pu voir, dans le TABLEAU 1.4, que l'IDH était fortement corrélé à la consommation énergétique, primaire ou électrique, il est important de faire la distinction entre parangons sociaux et parangon économique sous-tendant l'indicateur. Si l'énergie primaire entretient la croissance économique, nous allons en effet voir que l'électricité semble avant tout jouer un rôle central dans l'évolution des critères d'éducation et de santé du développement humain, ainsi que dans l'amélioration du confort de vie individuel. Bien que ce ne soit pas leur unique application, une part importante des énergies renouvelables concerne la production d'électricité et, même si cette thèse ouvrira des pistes de réflexion sur d'autres applications possibles, c'est la thématique de l'électrification qui nous intéressera de prime abord.

### **1.2.1.1 Place de l'électricité dans les sociétés modernes**

De toutes les énergies, l'électricité est probablement celle qui représente le mieux l'état de développement d'un pays, et l'avènement de celle-ci à la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle a sans aucun doute profondément bouleversé la face du monde pour toujours (Huacuz et Gunaratne, 2003). Si la consommation individuelle d'énergie aura augmenté au cours des siècles avec la technologie développée dans le but de simplifier les activités quotidiennes de l'être humain, l'éclosion de l'ère moderne n'aura, en effet, été véritablement rendue possible qu'avec le développement de l'énergie électrique.

La découverte des phénomènes électriques, le développement du courant alternatif permettant de transporter l'électricité sur de longues distances et, ainsi, l'émergence d'une énergie « propre » sur son lieu de consommation et d'une grande souplesse d'utilisation, auront, en effet, grandement contribué à la vie moderne telle que nous la connaissons. Ces caractéristiques auront sans aucun doute assuré son succès, car, si la part de l'électricité dans l'énergie finale ne représentait que 2 % en 1940, elle s'élève aujourd'hui à 17 % et sa pénétration du secteur énergétique est en constante progression, son taux de croissance moyen étant supérieur à celui de la consommation d'énergie primaire (Ben Ahmed *et al.*, 2011). Il est à noter que la production électrique reste toutefois très énergivore, consommant ainsi annuellement plus du tiers de l'énergie primaire mondiale.

Aujourd'hui, le confort de vie semble indissociable de l'électricité. L'éclairage, les systèmes de réfrigération ou de climatisation, les moyens de communication et d'information, les outils multimédias, et de manière plus générale, tous les appareils modernes rendant la vie plus sûre et plus confortable ne peuvent exister sans électricité. Autant de services fondamentaux assurant le développement et le bien-être des populations tels que l'éducation, l'extraction et le traitement de l'eau ou

encore les centres médicaux ne peuvent fonctionner convenablement ou se développer sans énergie électrique.

### 1.2.1.2 Accès à l'électricité

Si l'électricité a contribué à la modernisation de la vie dans les pays riches, toutes les populations du monde n'en bénéficient pas de la même façon et la disparité géographique des taux d'électrification est ainsi fortement dépendante du niveau de développement des régions considérées.

En 2009, le taux d'électrification des économies de transition et des pays de l'OCDE était ainsi de 99,8 % contre 74,7 % aux pays en développement (Biol, 2011) ; au total, ce sont 1,3 milliard de personnes qui n'avaient pas accès à l'électricité. Cependant, afin d'appréhender de manière plus globale la problématique de l'approvisionnement énergétique dans les pays en développement, le seul taux d'électrification n'est pas suffisant. Il est en effet nécessaire de prendre en compte une autre donnée géographique, à savoir la répartition des populations entre zones urbaines et zones rurales. Ainsi, en 2011, le taux d'urbanisation des régions les plus développées était de 77,7 %, soit respectivement 72,9 % en Europe, 82,2 % en Amérique du Nord, 88,7 % pour la zone Australie/Nouvelle-Zélande et 91,3 % au Japon (United Nations, 2012c). À l'opposé, le taux d'urbanisation des régions les moins développées de la planète s'élevait, dans le même temps, à 46,5 %, parmi lesquelles les PMA et l'Afrique subsaharienne présentaient des taux de 28,5 % et 36,6 %, respectivement. Au total, ce sont plus de 3 milliards de personnes, soit quasiment la moitié des habitants de la planète ( $\approx 47,9\%$ ), qui vivent encore en zone rurale aujourd'hui. Si l'on met ces chiffres en relation avec le taux d'électrification, on constate alors que 80 % des êtres humains n'ayant pas accès à l'électricité dans le monde vivent en milieu rural.

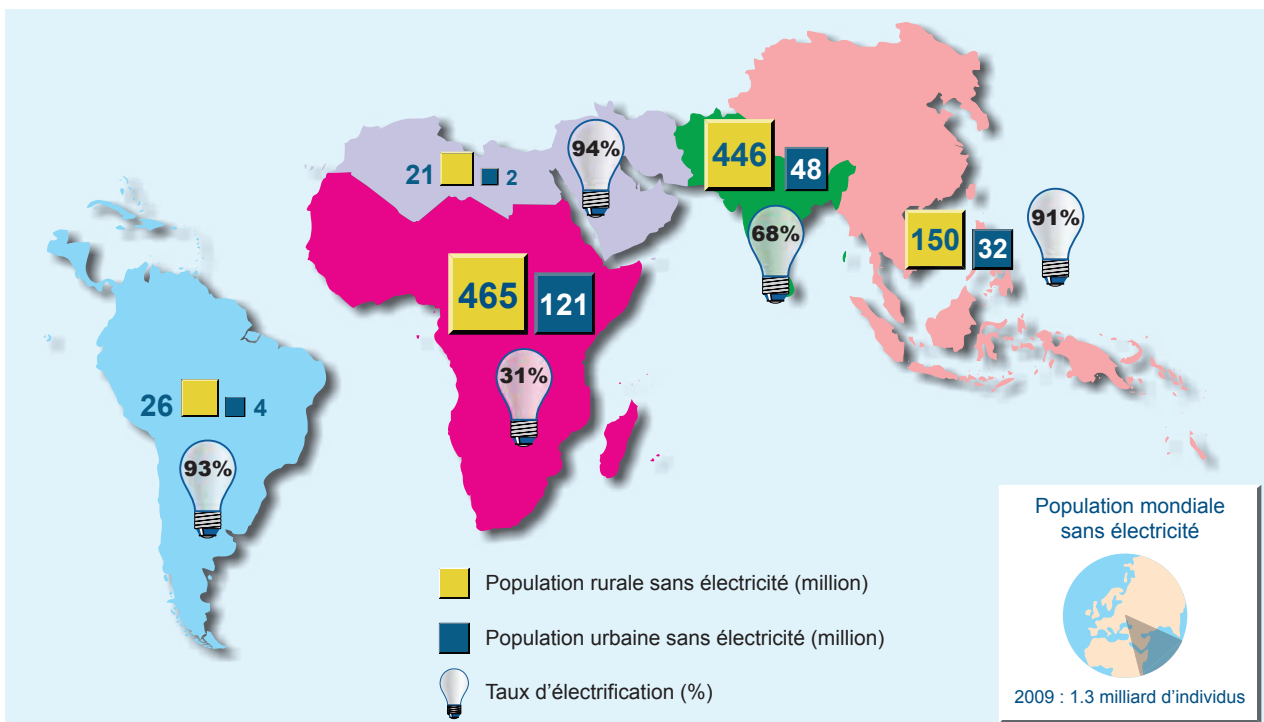


FIGURE 1.4 – Population vivant sans électricité dans le monde en 2009 (Biol, 2006, 2011).



La FIGURE 1.4 résume ce contexte spécifique, avec, pour chaque zone, rurale ou urbaine, et pour chaque région du monde, excepté les régions les plus développées considérées comme totalement électrifiées, le nombre d'individus vivant sans électricité. On y observe clairement la prééminence des populations urbaines sur les populations rurales dans l'accès à l'électricité. Par ailleurs, on constate que l'Afrique subsaharienne demeure, avec un taux d'électrification de seulement 31 % et une capacité de production d'électricité par personne toujours semblable à celle des années 1980 (Klugman, 2011), la région la moins électrifiée dans le monde, réunissant ainsi presque la moitié de la population totale vivant sans accès à l'électricité. Enfin, avec 465 millions d'individus sans électricité, le taux d'électrification des populations rurales de la région est de loin le plus faible de la planète, avec 14,2 % contre 63,2 % dans les pays en développement dans leur ensemble et 68 % dans le monde.

### 1.2.1.3 L'électrification comme vecteur du développement humain

Le TABLEAU 1.4 donnait déjà un aperçu des conséquences engendrées par l'accès restreint à l'électricité et, de manière générale, à l'énergie sur le développement humain des populations. Si nous étudions par la suite les disparités qui existent entre populations urbaines et rurales, il nous faut d'abord nous intéresser au maillon essentiel que représente l'électrification dans la longue chaîne du développement.

L'amélioration des conditions de vie dans un grand nombre de pays, c.-à-d. l'accroissement de l'IDH et donc du développement humain, nécessiterait, en effet, l'augmentation de leur consommation électrique par un facteur de 10 ou plus (Hegedus et Luque, 2003). À partir des valeurs de la consommation annuelle d'électricité par tête de chaque pays issues du TABLEAU 1.4, et d'après l'exemple de Hegedus et Luque (2003), la FIGURE 1.5 représente graphiquement la forte corrélation qui existe entre l'IDH et la consommation individuelle en énergie électrique. On retrouve au sein de cette figure la fracture énergétique déjà décrite dans la section 1.1 et qui sépare les pays faiblement développés, en majorité issus d'Afrique subsaharienne, des pays les plus développés, essentiellement ceux qui sont membres de l'OCDE et de l'IEA.

Afin d'évaluer plus distinctement l'impact que peut avoir l'accès à l'électricité sur le développement humain, en particulier dans les zones les plus faiblement développées, on préférera s'intéresser au pendant structurel de celui-ci, à savoir la pauvreté multidimensionnelle (Klugman, 2010), et à son indicateur spécifique, l'indice de pauvreté multidimensionnelle (IPM). En effet, là où l'IDH donne un aperçu global de l'état de développement d'un pays, l'IPM indique en plus la part de la population qui souffre de privations ainsi que l'intensité de ces privations (Klugman, 2010) dans les trois dimensions, déjà définies pour le développement humain, que sont l'éducation, la santé et le niveau de vie. À l'heure actuelle, la mesure de pauvreté la plus fréquemment rencontrée est la pauvreté monétaire (Klugman, 2010), définie selon un seuil de revenu national, jugé adapté à un pays par ses autorités, ou une norme internationale (1,25 \$ par jour). Cependant, la définition de l'IPM, comme celle de l'IDH, apparaît moins subjective, car pas seulement dépendante de cette dimension économique, le nombre d'individus atteints de pauvreté multidimensionnelle étant d'ailleurs souvent supérieur à celui vivant sous le seuil de pauvreté monétaire et ce d'autant plus que l'IDH du pays considéré est faible. Par ailleurs, de manière cohérente, l'IPM tend à augmenter lorsque l'IDH diminue, impliquant que l'éradication de la pauvreté multidimensionnelle constitue donc l'une des bases du développement humain, d'autant plus si elle touche une majorité d'individus, comme c'est le cas en Afrique subsaharienne. En effet, si, aujourd'hui, ce sont quelques 1,75 milliard d'individus qui sont touchés par la pauvreté dans plusieurs dimensions dans le monde, on en recense 458 millions dans cette région, soit plus de 50 % de la population. Enfin, si on constate globalement que l'absence d'électricité est plus

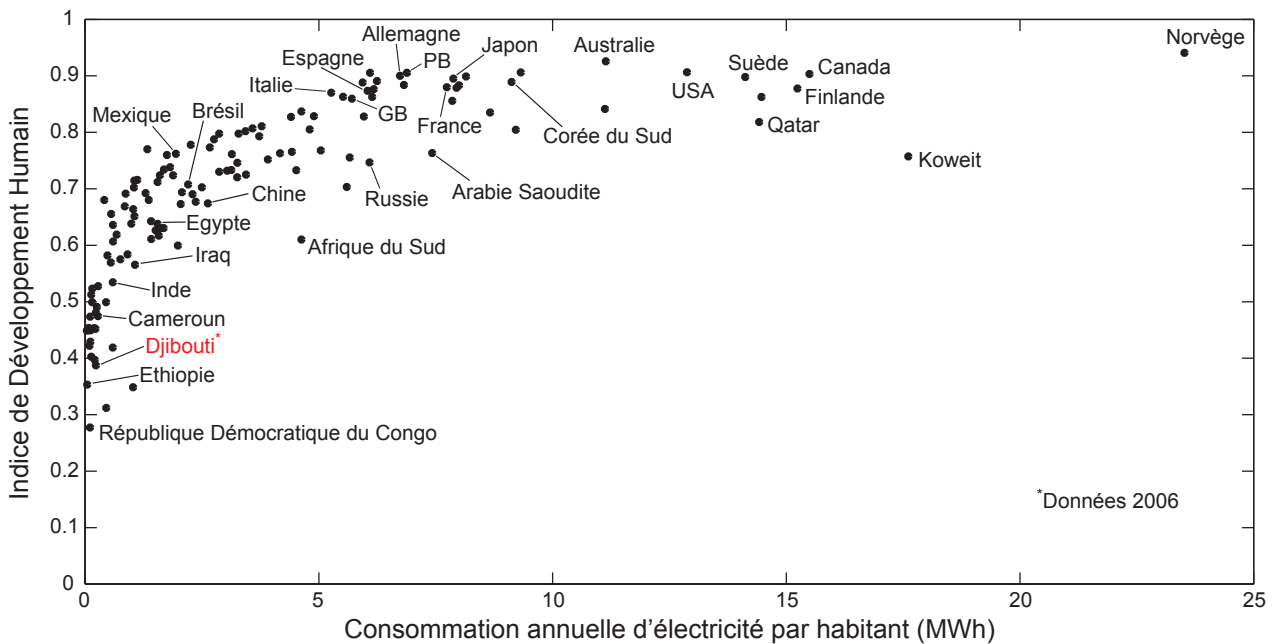


FIGURE 1.5 – Évolution de l'IDH avec la consommation d'électricité par tête (2009).

marquée au sein des populations pauvres dans plusieurs dimensions, l'Afrique subsaharienne est de loin la région la plus touchée avec plus de 60 % de la population atteinte de pauvreté multidimensionnelle qui n'est pas électrifiée (Klugman, 2010, 2011).

L'impact d'une électrification future se mesure à l'aune des difficultés actuelles engendrées par le manque d'accès à l'électricité, mesurées de manière plus ou moins directe par l'IDH et l'IPM, ainsi que par les expériences concrètes qui ont déjà été menées sur le terrain, dans différents pays en développement (Huacuz et Gunaratne, 2003 ; Klugman, 2011). En premier lieu, au niveau du cadre conceptuel défini par le PNUD, on peut observer que l'électricité intervient de manière directe ou indirecte sur la plupart des 10 indicateurs qui composent les trois champs de la pauvreté multidimensionnelle. La FIGURE 1.6 décrit ces indicateurs, dont la taille des parallélogrammes les représentant indique leur pondération dans le calcul global de l'IPM et dont les seuils sont répartis de la manière suivante (Klugman, 2010) :

- 6 seuils représentant le niveau de vie du ménage considéré, et correspondant à la possession d'un nombre limité de biens, à une habitation avec des sols en terre, à l'absence d'électricité, au non-accès à de l'eau potable propre et à des moyens d'assainissement adéquats, et à l'utilisation de combustible de cuisine « sale » ;
- 2 seuils concernant l'instruction, et signifiant qu'au moins un enfant d'âge scolaire ne fréquente pas l'école et qu'aucun membre du ménage n'a achevé un cycle scolaire s'étendant sur 5 ans ;
- 2 seuils relatifs à la santé, et désignant le fait qu'au moins un membre du ménage souffre de malnutrition et qu'un ou plusieurs enfants sont décédés.

Si l'on observe attentivement chaque indicateur, on constate que l'électricité, de près ou de loin, peut jouer un rôle crucial. Au-delà même de son indicateur intrinsèque, elle peut en effet contribuer à l'emploi de cuisinières modernes plus propres, à l'accès à l'eau potable (pompage et filtrage), ou encore à l'utilisation de certains biens qui peuvent améliorer de manière significative le confort de vie, et dont l'acquisition est inutile si cette électricité n'est pas disponible. Sur le plan de l'instruction, elle possède d'importants effets indirects, notamment par rapport aux précédentes constatations

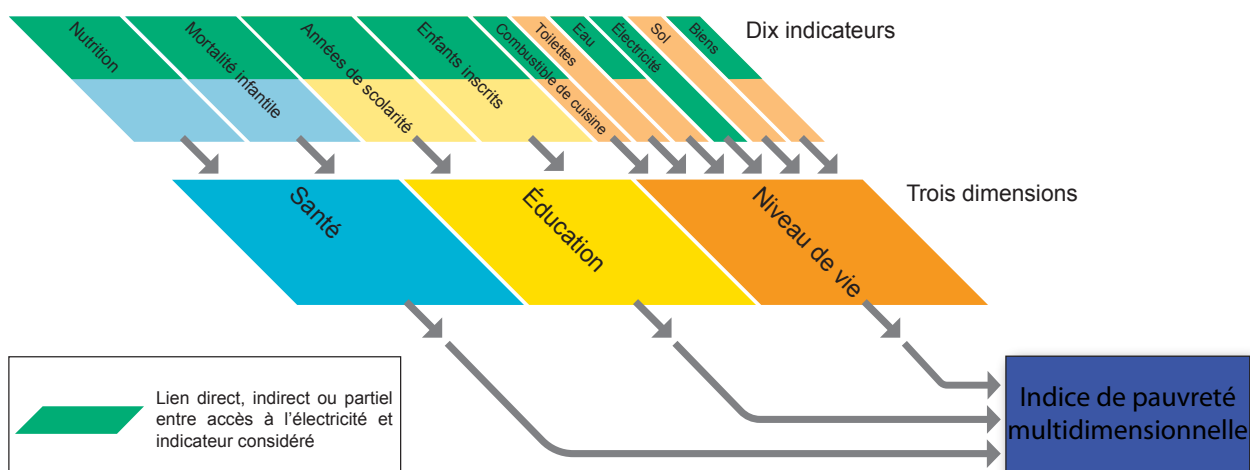


FIGURE 1.6 – Implication de l'électricité dans les indicateurs de l'IPM (Klugman, 2010).

touchant l'emploi de combustible de cuisine ou l'accès à l'eau ; le temps passé à récolter ces deux moyens de subsistance ralentit la progression de l'éducation et abaisse le taux de scolarisation, en particulier pour les filles, qui sont majoritairement impliquées dans ces tâches collectives. Comme exemple, on peut citer le cas du Malawi où, en zone rurale, celles-ci consacrent, en moyenne, plus de quatre heures hebdomadaires à récolter de l'eau et du bois, contre trois fois moins pour les garçons (Klugman, 2011). Dans un second temps, le déficit d'électricité entraîne d'importantes carences dans l'éclairage individuel, et public, le contraste entre l'Afrique et l'Europe étant d'ailleurs flagrant sur des photographies satellitaires nocturnes des deux continents (Ahmed Aye, 2009). Ceci engendre alors, dans des pays où le soleil ne se couche pas après 18 ou 19 heures, une obscurité précoce qui réduit le temps disponible pour l'étude des plus jeunes. Enfin, dans le domaine sanitaire, même si le rôle de l'électricité y est probablement moins fondamental et plus difficile à quantifier, une mauvaise nutrition peut aussi résulter de l'insuffisance de systèmes permettant de cuisiner dans de bonnes conditions, l'approvisionnement en combustible dans des environnements difficiles peut engendrer une dégradation de la santé physique, ou encore la mortalité infantile peut être une conséquence de l'insalubrité de l'eau, de privations dans l'alimentation ou encore du manque de moyens permettant de stocker convenablement certains vaccins. La FIGURE 1.6 résume par ailleurs cette implication multiple de l'électricité sur les indicateurs de la pauvreté multidimensionnelle.

On constate donc que l'incidence de l'absence d'électricité sur la pauvreté est très importante, les liens directs et indirects qui existent entre celle-ci et les privations subies par les populations considérées étant nombreux, bien que difficilement quantifiables, et démontre clairement que l'électrification devrait pouvoir contribuer à leur développement. Afin de définitivement s'en persuader, et aussi appréhender encore un peu plus la portée réellement multidimensionnelle de l'électricité, on peut s'intéresser aux nombreuses expériences de lutte contre la pauvreté qui ont été menées dans des pays en développement et qui, sans elle, n'auraient pas été réalisables. On peut évoquer, entre autres, les initiatives de Rodrigo Baggio et Fabio Rosa au Brésil, ou encore de Sanjit Bunker Roy en Inde. Le premier est à l'initiative de la démocratisation des moyens informatiques pour les jeunes des favelas de Rio de Janeiro, le second a créé, à Porto Alegre, une entreprise de location de panneaux solaires à destination des populations rurales (électrification de clôtures, irrigation, etc.) et, enfin, le dernier agit sur l'éducation des Indiens des milieux ruraux, notamment grâce à l'éclairage électrique provenant de systèmes photovoltaïques qui permet le fonctionnement des écoles à la tombée de la nuit (Darnil

et Le Roux, 2005).

## 1.2.2 Le contexte de la ruralité en Afrique subsaharienne

En matière d'approvisionnement électrique, la FIGURE 1.4 confirme que les régions du monde les moins développées présentent les taux d'électrification les plus faibles, et dévoile aussi les disparités profondes qui existent au sein même de ce contexte entre zones urbaines et zones rurales. En effet, ces dernières apparaissent sans conteste les plus exposées et on constate ainsi qu'un tiers de la population mondiale n'ayant pas accès à l'électricité vit dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne. Il est important de s'arrêter sur ces contextes énergétique et social spécifiques à la région, où les populations sont principalement rurales, peu ou pas électrifiées, peu accessibles et où, par extension, leur approvisionnement en énergie est limité.

Les habitants des milieux ruraux représentent à l'heure actuelle plus de 60 % de la population totale d'Afrique subsaharienne, et cette prévalence rurale sur la population urbaine ne devrait pas, d'après les estimations, s'inverser d'ici à 2030 (United Nations, 2012c). Si une grande majorité des pays de la région sont très faiblement développés (33 possèdent le statut de PMA), leurs populations rurales semblent d'autant plus fragiles de par leur éloignement physique des centres urbains. En effet, en plus d'une pauvreté globale, ces populations souffrent également d'un manque d'accessibilité géographique, particulièrement visible du point de vue des réseaux d'électricité ou de transport. Le premier, sur lequel nous reviendrons, se traduit en chiffres par le très faible taux d'électrification rurale vu précédemment ( $\approx 14\%$ ); le second est notamment observable vis-à-vis du réseau routier dont seulement 18 % est bitumé, rendant de fait la logistique de l'approvisionnement, qu'il soit énergétique, matériel ou autre, beaucoup plus complexe (Conceição, 2012). Par ailleurs, en plus de l'aspect géographique qui apparaît assez évident, se pose aussi pour ces populations le problème du déficit d'accès structurel aux services de base, notamment pour l'approvisionnement en eau ou les installations sanitaires, souvent plus important que dans les zones urbaines. Ainsi, les taux d'accès à des systèmes d'assainissement améliorés ou à des sources d'eau améliorées en milieu rural sont respectivement de 24 % et 40 %, contre 43 % et 82 % en milieu urbain (Conceição, 2012).

Dès lors, sur le plan énergétique, l'insuffisance des réseaux de transport limite la disponibilité de combustibles « modernes » (Klugman, 2011) et incite ces populations à utiliser avant tout des ressources à proximité de leur lieu de vie, présentes dans leur environnement immédiat. Ainsi, les habitants des zones rurales d'Afrique subsaharienne utilisent majoritairement le bois de chauffage comme combustible (Bugaje, 2006), notamment pour la cuisson des aliments qui repose pour 78 % des habitants de la région sur l'usage traditionnel de la biomasse (Birol, 2011). Cet usage énergétique associé à d'autres types d'exploitations pastorales ou forestières, telles que les cultures marchandes, l'exportation de bois ou encore les feux de brousse (Courade, 2006), peut, selon les contextes, engendrer d'importantes pressions environnementales. Si les conséquences les plus visibles sont alors une déforestation ou une désertification du milieu environnant, la seconde entraîne avant tout des répercussions socioéconomiques qui peuvent être dramatiques pour les populations locales (Bugaje, 2006), venant alors se rajouter à des contextes géopolitiques, humanitaires et sanitaires souvent déjà très lourds, retranscrits au travers du développement humain très faible de la région (TABLEAU 1.4). À noter toutefois que la définition intrinsèque de la *désertification*, qui en a été faite à Rio en 1992, implique que toutes les populations rurales d'Afrique subsaharienne, selon les climats spécifiques dans lesquels elles vivent, ne sont pas menacées de la même façon par cette problématique, qui sera ainsi plus particulièrement vraie dans les zones au climat aride, où les réserves en eau et les ressources ligneuses sont déjà limitées.

Ainsi, pour ces populations, parfois anciennement nomades s'étant ou ayant été sédentarisées, comme c'est notamment le cas de la communauté Afar dans la Corne de l'Afrique (Aden Mohamed Dilleyta, 1989), il est souvent très difficile de vivre de manière décente dans les zones rurales considérées si rien ne leur permet d'entretenir une activité de subsistance sur place ou si l'accès aux services de base est impossible. Les carences des réseaux de transport ou énergétiques semblent aussi représenter l'état de délaissement dans lequel se trouvent ces populations ; livrées à elles-mêmes, elles se retrouvent à devoir survivre comme elles le peuvent, souvent au détriment de leur environnement immédiat, exerçant sur celui-ci des pressions nécessaires mais qui peuvent se retourner contre elles, non pas qu'elles en soient cependant les uniques responsables (Courade, 2006). Lorsque la désertification du milieu rural est très avancée, et donc que la dégradation des terres est telle que les ressources ne peuvent plus se régénérer, le risque est alors d'assister à un exode massif de ces populations (Klugman, 2011), le plus souvent vers les pôles urbains les plus proches, dont certains comme Tombouctou au Mali ou Agadez au Niger ont ainsi quadruplé leur population en 30 ans (Courade, 2006). D'ailleurs, comme l'indique Kapuściński (1998) dans son ouvrage *Ébène*, « [ces gens] ne viennent pas ici parce que la ville a besoin d'eux, mais parce que la misère les a chassés du village ». Malheureusement, si la pauvreté des migrants est évidente, celle des pôles urbains ne l'est pas moins et n'est pas beaucoup moins importante, comme le laissent suggérer les données statistiques, que ce soit les taux d'électrification ou d'accès à des systèmes d'assainissement améliorés vus précédemment, ou bien de manière plus globale l'IDH. Des villes qui donc, en étant elles-mêmes peu structurées et éprouvant d'importantes difficultés sociales et économiques, n'apparaissent pas en mesure d'absorber cet excédent humain. Ces migrants, complètement désœuvrés, viennent alors principalement densifier, un peu plus chaque jour, des bidonvilles périurbains qui, en concentrant la misère, ralentissent encore un peu plus un développement humain déjà très difficile à amorcer.

### **1.2.3 Changement de paradigme énergétique : le modèle de l'électrification décentralisée**

La présentation qui en a été faite jusqu'à présent s'est avant tout basée sur l'antagonisme fort qui existe entre les contextes énergétique et social des pays au développement humain le plus faible, en particulier ceux d'Afrique subsaharienne, et ceux des pays développés. Ces deux contextes semblent d'ailleurs liés au point que l'on puisse parler de problématique *socio-énergétique*, et l'influence de l'un sur l'autre nous amène à modifier notre approche énergétique, à changer de modèle par rapport à celui déjà existant. Si l'énergie, dont notamment l'électricité, influence en effet, par son absence ou non, les structures sociales comme nous venons de le décrire, il est certain que ces mêmes structures peuvent nous inciter à revoir les modèles énergétiques connus, et donc, dans le cas de l'électricité, à opérer un changement de modèle d'électrification par rapport au schéma essentiellement reconnu jusqu'à présent, à savoir le réseau centralisé des pays développés.

#### **1.2.3.1 Structuration historique des réseaux électriques**

Il est probable que l'organisation actuelle des réseaux électriques découle tout autant de problématiques énergétiques que d'impératifs économiques (Bergougnoux, 2001). En effet, toute souple et performante qu'elle fût, l'électricité présentait tout de même deux inconvénients majeurs qui étaient, d'une part, le fait de ne pouvoir être facilement stockée et donc de devoir être consommée immédiatement et, d'autre part, d'être coûteuse et difficile à transporter sur de longues distances. Vers la fin du XIX<sup>ième</sup> siècle, les solutions apportées à cette double problématique étaient bien différentes et

finale­ment très peu adé­quates vis-à-vis d'une de­mande en éner­gie élec­trique tou­jours plus grande, ré­sultant des croissances ur­baine et in­dus­trielle (Huacuz et Gunaratne, 2003). Ain­si, les ré­verbères de Pa­ris ou Lon­dres pos­sé­daient, dans les années 1880, leurs propres gé­né­rateurs, les ag­glomérations étaient alimen­tées par une élec­tricité oné­reuse et peu fiable pro­venant de petites cen­trales à va­peur, et les in­dus­triels se re­trou­vaient obli­gés d'im­planter leurs manufac­tures dans les val­lées des massifs mon­tagneux pour pou­voir profiter de l'élec­tricité abon­dante et peu chère des cen­trales hy­drau­liques (Bergougnoux, 2001 ; Huacuz et Gunaratne, 2003).

Ce sont les avè­nements du courant al­ternatif et de l'in­ter­con­nexion qui vont ré­so­udre, ou plus exacte­ment ré­duire, les défauts ori­ginels de l'éner­gie élec­trique. Le pre­mier, en per­mettant l'é­lé­vation des niveaux de ten­sion utilisés, aura eu un rôle dé­cisif dans les progrès tech­niques et éco­nomiques accom­plis par le trans­port de l'élec­tricité, pen­dant que la se­conde aura ré­mé­dié au défi tech­nique de la dis­tri­bution d'une éner­gie sans be­soin de stocka­ge. Sur­tout, en s'appuyant sur le *foisonnement* des aléas et la com­plé­men­tarité des sys­tèmes de pro­duction, l'in­ter­con­nexion aura amé­li­oré la fiabilité de la des­serte, ré­duit les marges de sé­curité et di­minué la con­som­ma­tion en com­bus­tibles des cen­trales élec­triques, allé­geant ain­si les coûts d'in­ves­tis­se­ment et d'ex­ploitation. Dès lors, l'éco­nomie et la fiabilité d'un sys­tème élec­trique de­venaient d'au­tant plus sub­stan­tielles que celui-ci était puis­sant et for­te­ment in­ter­con­necté, phé­nomène aus­si ap­pelé phé­nomène de *rendement croissant* (Bergougnoux, 2001).

### **1.2.3.2 Réseau électrique centralisé**

Un ré­seau élec­trique est chargé du trans­port de l'élec­tricité depuis les cen­tres de pro­duction jus­qu'à vers les sites de con­som­ma­tion, as­surant, d'une part, la trans­for­ma­tion de celle-ci en fonc­tion des be­soins des diffé­rents clients con­nectés et, d'autre part, l'élec­tricité n'étant pas di­rec­te­ment stockable, l'é­quili­bre per­manent entre pro­duction et con­som­ma­tion (Carrive, 1991). Celui-ci pos­ède une struc­ture gé­né­rale hié­rar­chisée en niveaux de ten­sion propres à l'accom­plis­se­ment de cer­taines tâches spé­cifiques au sein du ré­seau global, qui con­sis­tent, en sub­stance, à trans­porter l'élec­tricité et à la dis­tribuer aux con­som­mateurs. On parlera alors de *réseaux de transport* très haute ten­sion (THT) to­ta­le­ment in­ter­con­nectés entre eux et trans­portant l'élec­tricité vers les ré­gions con­som­matrices, de *réseaux de répartition* haute ten­sion (HT) as­surant le trans­port à l'échelle ré­gionale, et de *réseaux de distribution* moyenne ten­sion (MT) et basse ten­sion (BT) alimen­tant l'ensemble des clients. Les niveaux de ten­sion utilisés (de 150 à 800 kV pour la THT, de 30 à 150 kV pour la HT, de 3 à 33 kV pour la MT, et de 110 à 600 V pour la BT) peuvent diffé­rer d'un pays à l'autre, et des ten­sions de dis­tri­bution pour les uns peuvent être con­sidérées comme des ten­sions de trans­port pour d'autres (Freris et Infield, 2008).

L'or­ganisation en *réseau centralisé* trouve sans nul doute son ori­gine et son ex­plication dans ce qui a été dit pré­cé­dem­ment au sujet de l'in­ter­con­nexion qui, au-delà de pallier le seul problème du stocka­ge de l'éner­gie élec­trique, pré­sen­ta­it un très grand inté­rêt tech­nico-éco­nomique. L'uti­lisation de sys­tèmes de pro­duction de forte puis­sance et par­ti­cu­liè­re­ment in­ter­con­nectés as­surant une fiabilité ac­crue et une ré­duc­tion des coûts, il était donc plus inté­ressant de cen­tra­liser la gé­né­ration d'élec­tricité, c'est-à-dire dé­velop­per une struc­ture de pro­duction, de dis­tri­bution et de trans­port à grande échelle, ce que ren­dait pos­si­ble l'uti­lisation com­plé­men­taire du courant al­ternatif. Ain­si, dans un ré­seau cen­tra­lisé tra­di­tion­nel, tous les sys­tèmes de pro­duction d'élec­tricité sont con­nectés au ré­seau de trans­port, pen­dant que l'éner­gie élec­trique est tou­jours acheminée jus­qu'au con­som­mateur via le ré­seau de dis­tri­bution. Ces cen­trales élec­triques sont situées, en quel­que sorte, au niveau des « bary­centres » géo­graphiques et éner­gétiques du ré­seau global, le nombre de sys­tèmes ou la capacité de

production étant plus importants au niveau des zones à forte densité de population (Freris et Infield, 2008). La FIGURE 1.7A présente la structure d'un tel réseau.

### **1.2.3.3 L'électrification décentralisée : une solution adaptée au développement des populations rurales**

Nous avons pu constater précédemment la grande fragilité des populations rurales d'Afrique subsaharienne, fortement dépourvues en matière d'approvisionnement énergétique, que ce soit en matière d'électrification avec plus de 85 % des habitants ruraux de la région qui n'ont ainsi pas accès à l'électricité, ou de manière plus globale, du fait de réseaux de transport aussi limités que les réseaux électriques. En comparaison des populations urbaines, leur pauvreté est plus importante, et le manque de services fondamentaux ainsi que les pressions environnementales résultant de l'impératif énergétique peuvent engendrer des migrations vers les pôles urbains les plus proches, tout aussi désastreuses sur le plan humain. Les implications multiples de l'électricité en matière de lutte contre la pauvreté semblent alors d'autant plus pertinentes dans ce contexte particulier, car, non seulement, elle contribuerait à réduire les privations les plus élémentaires de ces populations rurales (voir section 1.2.1.3), mais elle permettrait aussi d'éviter l'amplification du déséquilibre géographique et structurel déjà existant, entre des zones rurales de plus en plus délaissées et des aires urbaines concentrant de plus en plus la misère au sein de bidonvilles périphériques. En effet, avec plus de 60 % de la population totale, la problématique rurale n'apparaît pas comme secondaire, mais bien comme la structure sociale principale de l'Afrique subsaharienne, et, ce faisant, l'électrification de ces zones représente donc un enjeu majeur du développement de la région. Cependant, ces structurations spécifiques nous incitent aussi à revoir et à réadapter si nécessaire le modèle centralisé de distribution d'électricité issu des pays plus fortement urbanisés.

Au-delà même de l'origine historique des réseaux électriques existants, on observe ainsi, à l'heure actuelle, dans la grande majorité des pays d'Afrique subsaharienne, une structuration géographique et énergétique des populations très distincte de celle rencontrée dans les régions les plus électrifiées, et donc les plus développées, du monde. Si, d'un côté, les populations sont en effet majoritairement réparties sur le territoire considéré au sein d'aires urbaines densément peuplées, de l'autre, elles sont principalement rurales, occupant alors la région donnée de manière beaucoup plus diffuse et disparate (voir section 1.2.1.2). Dans tous les cas, l'électricité est distribuée aux consommateurs via un réseau électrique, composé de deux sous-systèmes interconnectés entre eux, l'un de transport/répartition avec des niveaux de tensions plus élevés dans le but de transporter l'électricité sur de longues distances, l'autre de distribution avec des niveaux de tensions plus faibles afin de permettre son utilisation sur les sites de consommation (charge). Tout nouveau moyen de production, en étant inséré dans le maillage du réseau, augmente de manière globale l'énergie à disposition dans celui-ci et n'est aucunement spécifique à une ou des charges en particulier. Il est important d'insister sur ce point, car, dans le cas d'un contexte rural prégnant et d'un réseau confiné principalement à l'alimentation des aires urbaines, la répartition géographique des populations représente, *a priori*, une contrainte technique et économique forte à l'extension des réseaux électriques déjà existants vers les sites non connectés. En effet, la grande dispersion des populations rurales à travers tout le territoire considéré imposerait, d'une part, un maillage important et un grand nombre de systèmes de transformation. D'autre part, le déséquilibre géographique qui peut exister au sein même de ces populations ou entre celles-ci et les populations urbaines existantes entraînerait aussi un antagonisme économique fort, puisque le réseau serait dans l'obligation d'acheminer l'électricité sur de longues distances et vers des zones faiblement peuplées. Enfin, il arrive fréquemment que des zones rurales soient très difficiles d'accès, rendant

toujours plus coûteuse une connexion à un réseau centralisé. En plus de ces considérations technico-économiques, on peut aussi constater, en Afrique subsaharienne, que le taux urbain d'électrification est encore relativement faible, 59,9 % contre un taux mondial de 93,7 % (Birol, 2011), ou les nombreuses crises énergétiques qui ont émaillé un certain nombre de pays ces dernières années (Karekezi, 2002), mettent en lumière les faiblesses des réseaux électriques déjà installés. La priorité de ces pays se trouve donc avant tout dans la stabilisation de ces réseaux existants et non dans leur possible extension, leurs populations rurales s'en trouvant de ce fait d'autant plus isolées.

Par ailleurs, les populations rurales des pays développés ont historiquement été raccordées aux réseaux centralisés selon la méthode dite de *pré-électrification*, au travers de laquelle les populations les plus éloignées se sont structurées autour de centres de production d'électricité. Elles ont ainsi rejoint des zones plus densément peuplées, déjà alimentées par un réseau électrique local basé sur des centrales diesel ou hydroélectriques, l'appel de charge augmentant alors de manière régulière jusqu'au seuil où l'interconnexion avec le réseau principal était viable économiquement (Huacuz et Gunaratne, 2003). Si ce modèle d'électrification peut, d'un point de vue technico-économique, fonctionner, il implique aussi une profonde modification des structures sociales, économiques et environnementales des populations considérées, du fait de leur déplacement depuis leur lieu originel de vie et d'activité vers des zones plus urbanisées. De plus, au-delà du seul impact sociologique évident, l'extension du réseau principal vers ces zones ne garantirait pas forcément l'accès à l'électricité des populations qui y résident, le maillage local pouvant se limiter au centre des zones et laisser les périphéries dépourvues. Ces deux problématiques nous renvoient à celle déjà évoquée dans la section 1.2.2 au sujet de la migration forcée de certaines de ces populations vers les pôles urbains proches, du fait du manque local de ressources, et dont la misère vient le plus souvent grossir celle des bidonvilles. Il est alors important d'insister sur le fait que, comme décrit dans la section 1.2.1.3, la réduction des privations, et donc de la pauvreté multidimensionnelle dans laquelle vivent la majorité des populations rurales d'Afrique subsaharienne, ne nécessite pas, comme le suggère Huacuz et Gunaratne (2003), que le réseau électrique centralisé *desserve l'électricité aux zones rurales*, mais bien que les *populations rurales aient accès à l'électricité*, et ce, de manière croissante dans le futur.

L'idée est alors de changer de paradigme énergétique, à savoir « court-circuiter » le schéma classique des différentes couches de tensions du réseau centralisé en reliant directement le ou les consommateurs à des systèmes de production de taille plus réduite. Chaque système ou réunion de systèmes est alors susceptible de constituer un *micro réseau* (Li, 2009), fonctionnant en totale autonomie, et dont la taille sera plus ou moins importante selon la puissance installée, le nombre de systèmes le composant et le nombre de consommateurs reliés. On parlera alors de production décentralisée d'énergie ou, dans le cas de l'énergie électrique, d'électrification décentralisée, en opposition à l'électrification centralisée (Huacuz et Gunaratne, 2003). La FIGURE 1.7 compare les deux types d'électrification en schématisant les spécificités géographique et énergétique de chacune. La FIGURE 1.7A est extraite de l'exemple du réseau en place au Royaume-Uni (Freris et Infield, 2008), où les lignes de 400 kV sont considérées comme le système de transport, les lignes de 132 kV comme transport/distribution et toutes les autres couches de tension comme le réseau de distribution. Outre la taille des systèmes, on peut aussi observer, à l'aide de ces schémas, la différence principale qui existe entre les deux types de production. Ainsi, sur la FIGURE 1.7A, toutes les lignes électriques, ou couches de tension, composant le réseau sont entièrement interconnectées, à l'inverse de la FIGURE 1.7B, où tous les systèmes ou microréseaux électrifiant les zones rurales d'un même territoire sont totalement indépendants les uns des autres. Par ailleurs, si les deux schémas reprennent le même formalisme, il est important de préciser que la taille des transformateurs est nécessairement à l'échelle des puissances considérées et que, dans le contexte décentralisé, les systèmes de production électrique peuvent être des généra-



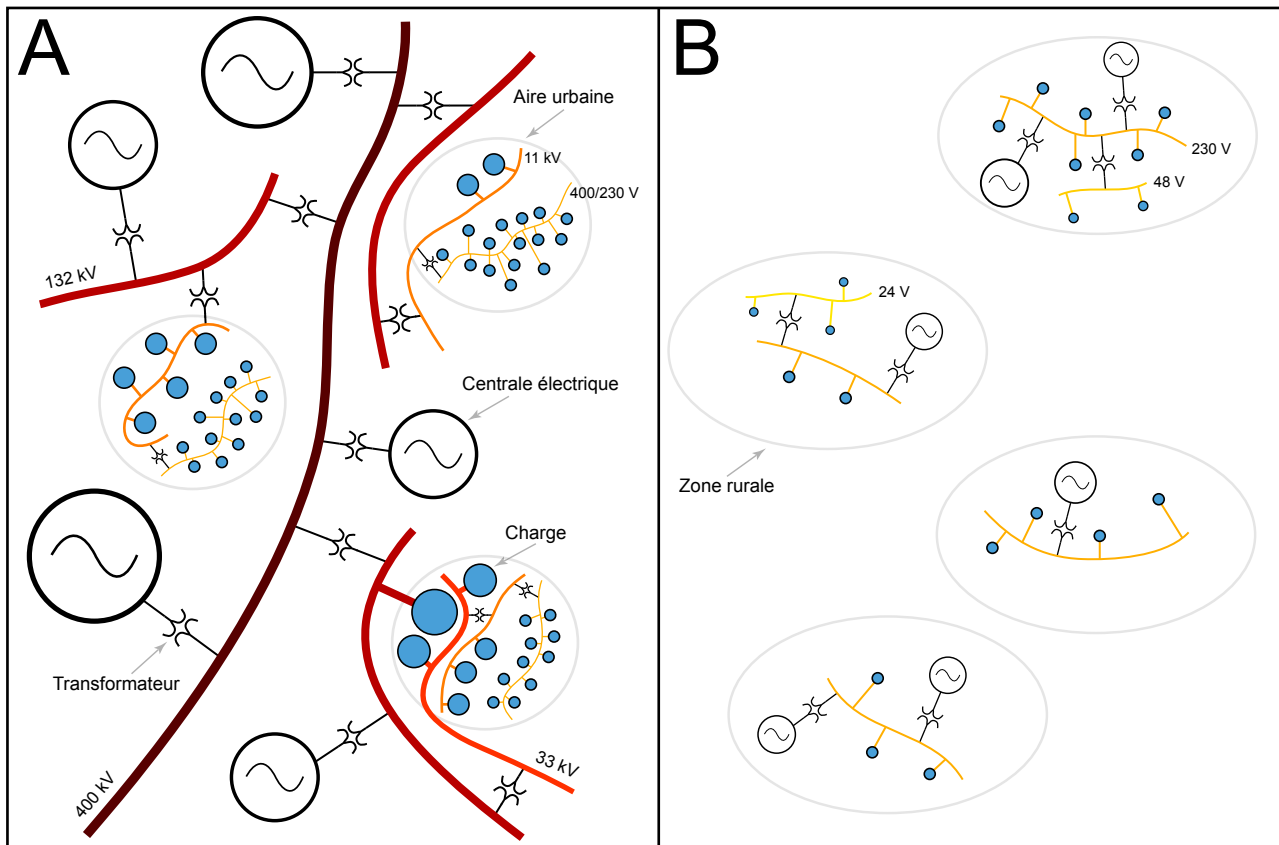


FIGURE 1.7 – Schématisation des types d'électrification A. Électrification centralisée, inspirée du réseau installé en Grande-Bretagne (Freris et Infield, 2008) B. Électrification décentralisée.

teurs de courant continu couplés ou non avec des onduleurs, selon que les charges nécessitent ou pas l'apport de courant alternatif. On ajoutera enfin que ces microréseaux peuvent reprendre la structure de transport/distribution d'un réseau centralisé, mais à beaucoup plus petite échelle et avec, de ce fait, des niveaux de puissance et de tension beaucoup plus faibles. En substance, si un réseau centralisé consiste en un maillage de puissance auquel chaque consommateur se connecte, l'électrification décentralisée, elle, correspond à une spécialisation des moyens de production vis-à-vis de chaque consommateur.

### 1.2.4 Les énergies renouvelables et l'électrification décentralisée

La pénétration du marché de l'énergie par les ressources renouvelables, ces dernières années, a été favorisée par un contexte politique global de plus en plus enclin à les considérer comme les fers de lance du développement durable. Cependant, nous avons avancé le fait que le cadre conceptuel d'intégration de ces ressources devait différer selon les spécificités énergétiques régionales, fortement dépendantes du niveau de développement des pays considérés. En matière d'électrification, l'analyse qui vient d'être présentée renforce cette problématique définie *a priori*, avec deux contextes socio-énergétiques particulièrement distincts se faisant face. D'un côté, la totalité des populations des pays développés est électrifiée, au moyen d'un réseau électrique centralisé, et, de l'autre, les populations des pays d'Afrique subsaharienne sont majoritairement rurales avec un accès à l'électricité quasi inexistant, et les réseaux actuels alimentant les zones urbaines sont eux-mêmes limités et défaillants.

La fonction donnée aux énergies renouvelables dans un paradigme énergétique ou dans l'autre sera donc nécessairement différente, l'un étant centré sur la problématique de l'intégration de ressources intermittentes au sein d'un réseau structuré autour de l'équilibre entre production et consommation, l'autre posant le défi technique et économique d'une électrification à grande échelle de populations disséminées à travers un continent. C'est évidemment le second cas qui nous intéresse, et nous allons donc analyser le potentiel des systèmes renouvelables de production d'électricité dans un contexte décentralisé.

#### **1.2.4.1 Les énergies renouvelables et la production d'électricité**

Le TABLEAU 1.2 donnait l'aperçu du potentiel en ressources renouvelables disponibles sur la planète, principalement issues directement ou indirectement de notre soleil (potentiel solaire, cycles hydrologiques et biomasse), une plus faible part ayant pour origine la chaleur provenant du noyau terrestre (géothermie) ou l'interaction gravitationnelle entre la Terre, la lune et le soleil (forces de marée). Comme nous avons déjà pu le voir au début de ce chapitre, l'être humain a en premier lieu utilisé ces énergies, notamment pour se nourrir (combustion de biomasse), pour se chauffer ou s'éclairer (biomasse et énergie solaire passive), pour se mouvoir (navires à voiles) ou encore pour effectuer un travail mécanique (roue à aubes, moulins à vent). L'exploitation originelle de ces énergies se faisait donc aussi bien de manière passive, avec par exemple les premières réalisations *bioclimatiques* en architecture, que de manière active, avec l'élaboration de différents systèmes permettant notamment de transformer l'énergie cinétique du vent ou des cours d'eau en énergie mécanique. Par la suite, les premiers systèmes permettant de convertir ces énergies en électricité sont, eux, apparus peu après le développement de cette dernière, à la fin du XIX<sup>ième</sup> siècle, avec l'utilisation de centrales hydrauliques convertissant l'énergie des flux d'eau naturels (Ben Ahmed *et al.*, 2011).

L'hydroélectricité fut donc la première filière de production électrique d'origine renouvelable, les systèmes hydrauliques utilisant l'énergie cinétique des flots d'eau (torrent, rivière, fleuve) qui descendent des massifs montagneux jusqu'aux embouchures maritimes, processus résultant de l'évaporation de l'eau des mers sous l'action du soleil. Ces systèmes peuvent utiliser des réservoirs créés par la construction de barrages dans le lit de rivières, dont le lâcher contrôlé de l'eau contenue à l'intérieur engendrera la rotation de turbines entraînant des générateurs électriques, ou des turbines directement placées dans le flot des cours d'eau (Freris et Infield, 2008). La ressource éolienne est, elle, issue du mouvement des masses d'air dans l'atmosphère, principalement dû au réchauffement hétérogène de la surface de la Terre par le soleil. De manière similaire à l'eau, les vents, ou flux d'air, ainsi engendrés peuvent être convertis en électricité à l'aide de turbines, appelées aérogénérateurs ou éoliennes, dont la rotation entraînera un générateur électrique. Une partie de l'énergie cinétique de ces masses d'air en mouvement peut être, par ailleurs, transférée à l'eau lorsque celles-ci se meuvent au dessus de la surface des mers et océans, produisant ainsi la houle, onde mécanique caractérisée par la hauteur et la période des vagues qui la composent. La transformation de cette énergie en électricité requiert une structure centrale stable, dans laquelle le déplacement relatif d'un élément engendré par une vague interagit avec ladite structure pour produire un travail mécanique. Enfin, la ressource solaire directe, que nous détaillerons par la suite, concerne le rayonnement électromagnétique issu du soleil disponible au sol et est convertible en électricité au travers de systèmes photovoltaïques ou de systèmes thermiques à concentration.

En plus de ces ressources issues directement ou indirectement du soleil, on distingue deux autres types d'énergies renouvelables, elles aussi convertibles en électricité. D'une part, l'énergie marémotrice résultant des phénomènes de marée qui, trouvant leur origine dans les champs gravitationnels

du soleil et, principalement, de la lune, se manifestent par l'élévation et la diminution du niveau des eaux maritimes côtières. La construction d'un barrage en travers d'un estuaire peut alors permettre la conversion de ce mouvement naturel en énergie électrique, en permettant aux eaux de marées de remplir celui-ci puis de le vider au travers de turbines entraînant des générateurs. D'autre part, l'énergie géothermique, chaleur provenant du noyau terrestre, accessible par l'intermédiaire de nappes d'eau souterraines ayant stocké celle-ci, et qui peut donc être extraite par l'intermédiaire de forages pour être ensuite exploitée (Liébard et De Herde, 2005b). Il est alors possible d'utiliser cette énergie pour produire de l'électricité, au travers de centrales thermiques classiques dans lesquelles la chaleur extraite du sous-sol servira de source chaude.

En matière de production électrique, la biomasse représente en fait la seule ressource renouvelable qui s'apparente aux combustibles fossiles traditionnels (voir les types de production du TABLEAU 1.3), bien que sa densité énergétique limite tout de même la taille des unités de production en comparaison des systèmes conventionnels (Freris et Infield, 2008). Ces derniers permettent en effet de stocker et d'utiliser du combustible (charbon, gaz ou uranium par exemple) afin de produire de l'électricité dans les moments où les appels de charge du réseau le requièrent, et peuvent donc suivre, avec plus ou moins de flexibilité, les changements dans la consommation électrique globale. À l'inverse, comme déjà présenté dans la section 1.1.2.2, les systèmes renouvelables suivent la variabilité temporelle des sources d'énergie électromagnétique, cinétique ou thermique dont ils dépendent, rendant la production plus ou moins difficile à prévoir, ainsi que leur variabilité spatiale, la forte dispersion géographique de ces ressources déterminant alors la taille des systèmes, relativement réduite en comparaison des systèmes centralisés, ainsi que leur position. Dès lors, leur intégration dans les réseaux électriques actuels est techniquement complexe, non seulement parce que l'intermittence plus ou moins importante de la plupart de ces systèmes est en contradiction avec l'équilibre production/consommation essentiel à la stabilité de ces réseaux, mais aussi parce que leur production est dite *décentralisée*, c'est-à-dire que le raccordement de la majorité des sites producteurs, du fait de leur faible puissance, se fera nécessairement sur le réseau de distribution et non sur le réseau de transmission comme toutes les sources conventionnelles (Freris et Infield, 2008).

#### **1.2.4.2 Intégration des énergies renouvelables dans un paradigme décentralisé**

La décentralisation des moyens de production d'électricité, ou autrement dit le rapprochement de ces moyens des sites consommateurs, a été présentée comme une alternative énergétique plausible dans le développement d'une Afrique subsaharienne majoritairement rurale et non électrifiée, en comparaison du modèle centralisé des pays développés. Le contexte ayant été décrit et le modèle énergétique déterminé, l'objectif est alors d'évaluer la pertinence technico-économique des différents systèmes existants, déjà usités ou non, dans un cadre décentralisé de production d'électricité. Sur ce plan, les sources conventionnelles de génération semblent peu adaptées, en raison de leur coût économique toujours plus élevé, lié à l'exploitation de gisements de taille finie qui, en plus d'être couplée à une demande de plus en plus importante, réduit les ressources et nécessite l'accroissement des moyens techniques utilisés pour leur extraction, et amplifié par les infrastructures de transport très limitées sur le sous-continent. De même, pour être viables, nous avons vu que ces systèmes devaient posséder des puissances importantes, ce qui s'oppose aux caractéristiques spécifiques des zones rurales, dont la densité de population et les besoins en électricité ne sont pas aussi importants que dans les centres industriels ou urbains (Huacuz et Gunaratne, 2003). Cela est d'autant plus vrai dans le cas présent, où, les populations n'étant pas encore électrifiées, l'utilisation de l'énergie électrique devrait encore rester relativement circonscrite.

Comme nous avons pu le voir précédemment, si l'absence d'énergie électrique dans les milieux ruraux d'Afrique subsaharienne prive les populations considérées d'un grand nombre de besoins fondamentaux, les maintenant alors dans la pauvreté, elle les pousse aussi à exploiter les ressources présentes dans leur environnement immédiat comme combustible, en particulier le bois de feu pour cuire les aliments, exerçant alors des pressions environnementales nécessaires, mais qui ont souvent des conséquences dramatiques sur le plan socioéconomique (Bugaje, 2006). À l'heure actuelle, bien que restreint, l'approvisionnement décentralisé en électricité est, lui, majoritairement réalisé par l'utilisation de groupes électrogènes à essence ou diesel, solution restant cependant très limitée, et peu pertinente sur le long terme, en raison des coûts croissants de fonctionnement et de maintenance (Huacuz et Gunaratne, 2003). Si le coût d'entretien est inhérent à l'équipement lui-même, la raréfaction de la ressource pétrolière est, elle, directement à l'origine de l'augmentation du coût économique du combustible, un peu plus aggravé par les difficultés que peuvent rencontrer les populations rurales pour s'en procurer, du fait de leur éloignement physique des centres d'activité et de réseaux routiers très limités. En constante augmentation lors de ces dernières décennies (Karekezi, 2002), le prix du baril de pétrole a, en effet, récemment atteint des sommets et d'aucuns craignent, non pas le *pic* pétrolier mais bien le *gouffre* pétrolier (Rhodes, 2009), à savoir l'instant où la demande mondiale en pétrole dépassera les capacités d'extraction et de production de la ressource. L'état d'incertitude qui existe donc autour de ce combustible, sur les plans économique (coût croissant) et technique (épuisement de la ressource), ainsi que la problématique du tarissement des ressources fossiles à proximité des zones rurales considérées, rendent nécessaire la recherche de nouvelles alternatives énergétiques dont la viabilité et la fiabilité dans le temps sont éprouvées.

Dans le domaine de la production d'électricité, les ressources renouvelables sont finalement le reflet de la frontière qui sépare les objectifs énergétiques des pays développés de ceux des pays en développement d'Afrique subsaharienne, entre, d'un côté, la maturité d'un schéma centralisé dans lequel les systèmes conventionnels sont remis en question et, de l'autre, les balbutiements d'une électrification dont les structures sont encore à trouver. Si leur mise en place dans les réseaux électriques modernes s'inscrit en effet dans un processus politique global, nous avons cependant constaté que leurs spécificités techniques s'opposaient également aux caractéristiques propres à ces réseaux, que ce soit au niveau de l'intermittence ou de la puissance limitée des systèmes de conversion. À l'inverse, nous allons voir que, dans un paradigme décentralisé plus pragmatique, qui ne nécessite non pas des alternatives, mais des moyens adaptés à l'électrification de populations vivant dans un contexte socio-énergétique spécifique, ces mêmes particularités peuvent converger avec ces nouveaux objectifs.

Les ressources renouvelables nécessitent des systèmes de conversion qui seront, dans un modèle ou dans l'autre, de taille réduite du fait de leur dispersion géographique, mais aussi possiblement en raison de leur intermittence. En effet, si, dans les réseaux électriques, cette variabilité de la ressource peut être atténuée grâce au *foisonnement* géographique des systèmes, dans le cadre d'une électrification décentralisée où la production et le consommateur sont plus directement reliés, il est nécessaire d'intégrer des éléments de stockage qui, au vu des filières associées actuellement aux énergies renouvelables (stockage électrochimique et mécanique), limitent *de facto* les puissances disponibles (Jaud *et al.*, 1998). L'électricité ne pouvant être stockée, il faut forcément la convertir sous une autre forme d'énergie intermédiaire qui, elle, le sera et permettra de répondre aux appels de charge à n'importe quel moment, en étant de nouveau transformée en énergie électrique, et ce, même si la ressource considérée est indisponible. Dans un cadre décentralisé où la demande en électricité reste limitée, le stockage, associé à un système de régulation, constitue un excellent moyen, et à l'heure actuelle le seul, pour atténuer le phénomène d'intermittence (*lissage* de la production), essentiel à la bonne qualité de l'électricité distribuée. En outre, la relative faible taille de ces systèmes leur confère une

certaine souplesse d'utilisation, au niveau de leur transport et du temps requis pour leur installation, une importante modularité, dans le cas de variations futures dans la consommation, et s'accorde avec les besoins en électricité plus restreints des zones rurales. La large dispersion géographique de ces ressources assure également que l'on puisse toujours avoir accès à une ou plusieurs d'entre elles, et ce, quel que soit l'endroit où l'on se trouve et où l'on consomme de l'énergie. Ainsi, si le réseau électrique nécessite une extension et les ressources fossiles des infrastructures de transport afin d'acheminer l'énergie vers les lieux de consommation, la grande diffusion des ressources renouvelables augmente leur accessibilité, en particulier pour les populations isolées. Enfin, les avantages déjà cités dans la section 1.1.2.2 sont autant d'arguments supplémentaires. Les énergies renouvelables étant pratiquement illimitées, seuls les systèmes de conversion devront donc être remplacés, et ce, de manière relativement sporadique puisque la durée de vie de ces derniers reste importante, assurant viabilité et fiabilité de la solution. Par ailleurs, le faible impact environnemental de ces énergies représente indéniablement une valeur ajoutée, rendant un peu plus élégant encore un choix qui semble déjà pertinent. Évidemment, selon les ressources propres à chaque pays, les systèmes de conversion à mettre en place seront nécessairement différents, mais on constate qu'au-delà de la seule image d'« alternative propre et durable », les énergies renouvelables peuvent aussi et surtout représenter, dans un cadre différent, une issue énergétique plausible et donc un maillon essentiel du développement humain.

Substantiellement, on observe donc que, dans les pays développés, les caractéristiques des systèmes renouvelables impliquent de décentraliser une production que l'on voudrait centralisée, là où rapprocher la production électrique des sites de consommation apparaît pertinent dans les pays en voie de développement. Cette décentralisation de la production, rendue nécessaire par les spécificités de la ressource, coïncide alors avec celle de la consommation, issue des spécificités sociales, géographiques et énergétiques des régions considérées.

## Conclusion

L'essor des ressources renouvelables prend sa source dans la conceptualisation politique du *développement durable* à la fin du XX<sup>ème</sup> siècle par les pays développés, phénomène qui, en devenant international, semble avoir aussi bien occulté l'ambivalence du contexte énergétique mondial qu'« institutionnalisé » le rôle de ces énergies. Elles apparaissent en effet aujourd'hui avant tout comme une alternative nécessaire, entérinée par l'adoption d'accords officiels tels que le Protocole de Kyoto qui, bien qu'il soit originellement issu de la remise en question par les pays industrialisés de leur mode de développement, aura instauré en quelque sorte des « obligations » globales.

Dans le domaine de l'énergie électrique, nous venons par ailleurs de montrer que, si l'électricité jouait les premiers rôles dans la réduction de la pauvreté et donc dans le développement humain, le contexte spécifique de l'Afrique subsaharienne imposait également de reconsidérer le modèle centralisé et donc de rapprocher les centres de production des sites de consommation. En gardant à l'esprit l'idée préalablement établie d'une perception des énergies renouvelables sur le plan strictement énergétique et non politique, nous avons confirmé que ces ressources, et les systèmes associés, pouvaient représenter, au sein d'un paradigme décentralisé, une solution technique et économique pertinente, paramètres semblant les plus essentiels à l'heure actuelle dans des pays où la pauvreté multidimensionnelle est très importante.

Pendant, si la solution renouvelable semble *a priori* appropriée au cadre régional, il n'en reste pas moins qu'il sera nécessaire, pour chaque étude, d'analyser de manière plus détaillée les caractéristiques de la région ou sous-région considérée, et ce, afin de déterminer la ou les ressources les

plus adéquates et d'appréhender avec précision le potentiel de celles-ci ainsi que celui des systèmes associés. En substance, il s'agit donc de mettre en œuvre une planification de l'électrification décentralisée à l'aide de ressources renouvelables d'énergie, qui sera expérimentée au travers de cette thèse sur la République de Djibouti, et dont nous allons spécifier la teneur dans le chapitre suivant.



## Planifier l'électrification photovoltaïque décentralisée en République de Djibouti

*Au commencement était l'ogresse. Puis vinrent les hommes qui la vainquirent. Sa mort avait donné naissance à cette ville blanche et lépreuse qui porte en son sein le sceau indélébile.*

Le Pays sans ombre, « L'ogresse des origines »

Abdourahman A. Waberi

### RÉSUMÉ

---

La République de Djibouti est un petit pays situé dans la corne de l'Afrique, et particulièrement représentatif des défis social, économique et énergétique auxquels fait face l'ensemble de la région. La pauvreté multidimensionnelle, le faible accès à l'électricité ou les alternatives énergétiques restreintes sont autant de problématiques nationales qui touchent plus fortement les populations rurales. Mais si le pays reste particulièrement pauvre en ressources traditionnelles, il apparaît beaucoup plus riche en énergies renouvelables, dont les gisements ont déjà fait l'objet d'études plus ou moins poussées dans un passé proche. Les ressources géothermique et solaire sont celles qui présentent *a priori* le potentiel le plus intéressant ; toutefois, leurs spécificités et la volonté immanente de généralisation de l'étude à l'ensemble de l'Afrique subsaharienne privilégient l'analyse du gisement solaire dans un cadre décentralisé de production d'énergie. Sur le plan de l'électricité d'origine solaire, les systèmes photovoltaïques paraissent bien adaptés aux caractéristiques des zones rurales, tout en représentant également la solution renouvelable la plus prisée à l'heure actuelle sur le continent. Bien que ces systèmes reposent sur une technologie relativement ancienne, ils ne sont réellement apparus sur le marché qu'avec l'avènement des programmes spatiaux et le premier choc pétrolier, et la filière n'a enfin pris son essor qu'au début des années 2000, bénéficiant alors des issues politiques du Protocole de Kyoto. Au final, l'évaluation objective du degré de pertinence de ces systèmes énergétiques, au sein du cadre de l'électrification décentralisée des populations rurales du pays, nécessite la mise en œuvre d'une étude de planification composée de deux phases : l'estimation du gisement solaire disponible à travers la République et l'analyse de performance des systèmes photovoltaïques dans ce contexte spécifique.

---



## Introduction

L'Afrique est un continent particulièrement vaste et hétérogène dans de nombreux domaines, et si l'Afrique subsaharienne est une région qui ne l'est pas moins, nous venons également de constater que, sur le plan *socio-énergétique*, les problématiques mêlées de la ruralité et de l'électrification traversaient l'ensemble des pays subsahariens, constituant alors un défi commun auquel une réponse globale semble pouvoir être apportée. Cependant, bien que des méthodes et une philosophie puissent être mises en place, il n'en reste pas moins qu'une planification énergétique à l'échelle d'un continent, qui ne diluerait pas les spécificités locales et qui ne se limiterait pas uniquement à l'analyse du potentiel en ressources, ne peut pas techniquement faire l'objet d'une thèse. C'est là que les expérimentations locales, et possiblement nationales, ne se focalisant sur des régions ni trop grandes, ni trop petites et assez représentatives du contexte global, prennent tout leur sens, le retour d'expérience ainsi engrangé représentant un capital d'investissement non négligeable pour les pays structurellement voisins. De ce point de vue, le partage des connaissances est d'ailleurs primordial et ne doit aucunement se limiter aux personnes averties (experts, scientifiques, administrés, etc.), de sorte que chacun puisse se servir de ces ressources pour initier des projets et prendre part au développement humain à sa propre échelle.

Au demeurant, le choix de Djibouti n'est ni un choix réellement déterminé ni complètement arbitraire ; il est avant tout le fruit d'une collaboration qui existe déjà depuis plusieurs années entre le pays et l'Université de Corse. Il est aussi, au vu de ses caractéristiques propres que nous allons détailler ici, très représentatif du contexte subsaharien présenté dans le chapitre précédent et, de par sa taille, particulièrement intéressant du point de vue de la réalisation d'une étude nationale de planification de l'électrification rurale décentralisée. Dans ce chapitre, nous nous intéresserons donc, d'une part, au contexte national, en particulier le contexte énergétique, dont l'étude préalablement réalisée par Ahmed Aye (2009) servira de support à l'explicitation du choix de la ressource renouvelable ; et, d'autre part, aux systèmes qui seront utilisés pour convertir ladite ressource en électricité. Le cœur technique de cette planification et *a fortiori* de la thèse, point central des trois chapitres suivants, sera ensuite introduit en conjuguant ces deux problématiques, qui sont en réalité totalement indissociables l'une de l'autre si l'on considère la production en aval et non pas uniquement la ressource en amont.

### 2.1 La République de Djibouti : un symbole du défi énergétique subsaharien

Djibouti. D'aucuns le surnomment le *pays des braves*. D'autres se remémorent certainement ses noms coloniaux, pendant que d'autres encore se souviennent qu'il fut le dernier représentant africain de l'ancien empire colonial français à obtenir son indépendance. Terre de passage pour Arthur Rimbaud et Henry de Monfreid, avant poste militaire occidental situé en bordure du golfe d'Aden, plaque tournante du commerce sino-arabo-africain, surnommé *port de l'Éthiopie* depuis que l'indépendance érythréenne de 1993 a coupé tout accès maritime à cette dernière, ce petit pays d'à peine 900 000 âmes occupe une place stratégique de choix au carrefour économique et culturel de l'Afrique, de la péninsule Arabe et de l'Asie. Dans sa nouvelle *Le pays sans ombre*, l'auteur djiboutien Abdourahman A. Waberi indique que, selon la légende, Djibouti (Jabuuti en langue somalie) signifierait la « défaite de l'ogresse », faisant de cette dernière la « mère nourricière », la protectrice de la capitale du même nom. Pour quiconque a traversé la ville ou le pays, la réalité rejoint aisément le mythe, et Ewelyn

Waugh la décrit parfaitement dans son *Hiver africain* en relatant le climat hostile qui y règne, marqué par des températures parmi les plus élevées de la planète, et un soleil « protecteur » dont les rayons couvent jalousement une terre particulièrement rude.

Telle pourrait être l'une des nombreuses introductions à ce pays singulier qu'est la République de Djibouti. Cependant, comme l'histoire et la culture de ce pays ne feront pas spécifiquement l'objet de cette thèse, le lecteur pourra, s'il souhaite en apprendre davantage, se reporter aux écrits de Abdourahman A. Waberi, notamment *Le pays sans ombre*, *Cahier nomade* et *Balbala*, à ceux de Mouna-Hodan Ahmed, tels que *Les enfants du khat*, ou encore aux études *Histoire de Djibouti. Des origines à la République* de Philippe Oberlé et Pierre Hugot, et *La population de Djibouti : recherches sociodémographiques* de Olivier Belbéoch, Yves Charbit et Souraya Hassan Houssein.

### 2.1.1 Présentation du pays

Djibouti, ou officiellement la République de Djibouti, est un petit pays d'Afrique de l'Est. Ancienne colonie française depuis le 4 mars 1862, appelée successivement *Territoire d'Obock* puis *Côte Française des Somalis*, il acquiert, en 1967, le statut de Territoire d'Outre Mer (TOM) sous le nom de *Territoire Français des Afars et des Issas*. Le 27 juin 1977, le pays obtient officiellement son indépendance, devenant dans le même temps membre de l'ONU, de l'Union africaine et de la Ligue arabe.

#### 2.1.1.1 Situation géographique et administrative

Sur le plan géographique, Djibouti se situe à l'est du continent, dans la région de la corne de l'Afrique, entre approximativement 11°N et 12°40'N de latitude et 41°45'E et 43°15'E de longitude. Le pays possède une superficie de 23 200 km<sup>2</sup>, dont 23 180 km<sup>2</sup> de terres et 20 km<sup>2</sup> d'eau, ce qui en fait le 151<sup>ème</sup> pays quant à la taille dans le monde (Central Intelligence Agency, 2013). La FIGURE 2.1 présente la position géographique du pays sur le continent africain.

Au bord du golfe d'Aden, au débouché du détroit de Bab-El-Mandeb qui sépare la mer Rouge de l'océan Indien, à mi-distance de l'Équateur et du tropique du Cancer, il occupe une place hautement stratégique à la confluence d'intérêts économiques entre le Moyen-Orient et l'Asie, en particulier la Chine, d'une part et le reste du continent africain d'autre part. En forme de croissant, le pays partage ses 516 km de frontières avec l'Érythrée au nord (109 km), l'Éthiopie à l'ouest et au sud (349 km) et la Somalie au sud-est (58 km). Il présente également une forte ouverture maritime avec 314 km de côtes, qui s'étendent de la mer Rouge au golfe d'Aden en passant par le détroit de Bab-El-Mandeb qui le sépare du Yémen et de la péninsule arabique. Enfin, ses côtes s'enfoncent de manière importante au sein du territoire par le golfe de Tadjourah jusqu'au Ghoubbet El Kharâb.

D'un point de vue géomorphologique, la République de Djibouti se présente sous la forme d'une zone d'effondrement entre les hauts plateaux d'Éthiopie et la chaîne côtière d'Arabie. Se situant au point de rencontre des trois rifts que sont les rifts de la mer Rouge et du golfe d'Aden, qui séparent la plaque Arabie de la plaque Africaine, et le rift Est-Africain qui sépare l'est de l'Afrique du reste du continent, le pays est le siège d'une activité tectonique intense (Ahmed Aye, 2009). Le relief se caractérise, au nord-est et au sud-est, par des plaines côtières, au nord-ouest et à l'ouest, par de vastes plateaux compris entre 1000 m et 1500 m d'altitude, au nord, par une chaîne de massifs volcaniques qui culmine aux monts Goda à 1715 m et Moussa Ali à 2063 m, du centre vers le sud-ouest, par une zone de dépression avec le lac Assal (point le plus bas du continent africain avec une altitude

de -155 m) et le lac Abbé et, enfin, au sud, par le massif montagneux de Bour Ougoul, culminant à 1700 m, s'étendant du lac Abbé jusqu'à la côte somalienne.

La République de Djibouti se décompose en 5 régions administratives (anciennement districts) plus celle de la capitale, tirant leur nom de chacun des chefs-lieux ou préfectures les constituant. Ainsi, au nord se trouvent les régions d'Obock et de Tadjourah, au sud celle d'Ali Sabieh, au sud-ouest la région de Dikhil et, enfin, au centre, celles d'Arta et de la ville de Djibouti, capitale économique et politique du pays éponyme. La FIGURE 2.1 présente la carte administrative<sup>1</sup> du pays avec la plupart des villes et villages ainsi que les infrastructures ferroviaires et routières, ces dernières étant composées d'environ 470 km de routes asphaltées, 340 km de pistes dites *principales* et 3000 km de pistes *secondaires*. On peut d'ailleurs remarquer que, depuis Djibouti-ville, toutes les préfectures du pays sont accessibles via la route, mais que ce n'est, en revanche, pas le cas de la majorité des villes et villages du pays pour lesquels il est nécessaire d'emprunter le réseau non bitumé, rendant leur isolement plus ou moins important selon les cas. Enfin, le réseau ferré, construit au début du 20<sup>ème</sup> siècle, inauguré en 1917 et reliant la capitale à Addis Abeba en Éthiopie est, lui, anecdotique. Si Evelyn Waugh relate dans son récit *Hiver africain* qu'il fut, en 1930, l'un des nombreux passagers occidentaux du train assurant la liaison, afin d'assister au sacrement du Négus, Haïlé Sélassié, il a cependant, depuis, fortement perdu de sa superbe, faute d'entretien.

### 2.1.1.2 Caractéristiques climatiques

Le climat de la République de Djibouti, régulé par le déplacement des anticyclones d'Arabie et de Libye ainsi que par celui de la zone de convergence intertropicale (ZCIT), est de type tropical aride, caractérisé par de faibles précipitations annuelles et deux saisons qui se différencient principalement par la température (Ahmed, 2001). La saison dite « fraîche » s'étale de la fin du mois d'octobre jusqu'au mois d'avril, lorsque la ZCIT se situe au sud du pays, les températures étant comprises entre 20 °C et 30 °C, tandis que la saison chaude s'étend de juin à septembre, au moment où la ZCIT traverse la région, caractérisée par des températures oscillant entre 30 °C et 45 °C et un vent d'ouest sec, brûlant et chargé de sable, le *Khamsin*. Des périodes de transition séparent ces deux saisons, quand la ZCIT se situe au niveau de la latitude du pays, durant lesquelles le climat se caractérise par des températures élevées (28 °C-36 °C), un fort taux d'humidité et une absence de vent. De manière générale, sur l'ensemble du territoire, les précipitations sont extrêmement limitées (150 mm/an en moyenne), irrégulières et particulièrement localisées dans le temps, les températures sont très élevées, avec des moyennes annuelles comprises entre 25 °C et 30 °C, et l'humidité relative est assez importante, avec des maxima l'hiver de l'ordre de 90 % et des minima estivaux aux alentours des 40 % (Ahmed, 2001). Enfin, nous reviendrons évidemment sur l'ensoleillement du pays, dans cette section, mais aussi et surtout dans la suite de la thèse, les troisième et quatrième chapitres lui étant spécifiquement consacrés.

### 2.1.1.3 Population

La République de Djibouti comptait 905 564 habitants en 2011 (United Nations, 2012c). Si cette population est avant tout très jeune, les moins de 21 ans représentant pratiquement 50 % de la population totale, elle est aussi, à la différence des autres pays d'Afrique subsaharienne, majoritairement urbaine avec 77,1 % des habitants qui vivent dans les villes dont environ 65 % pour la seule capitale

---

1. À noter que l'orthographe des lieux indiqués sur cette carte administrative n'est pas unique et varie fréquemment selon les ouvrages et les auteurs.



(Central Intelligence Agency, 2013 ; Malik, 2013). De plus, elle compte autant d'hommes que de femmes, intègre également une forte population de réfugiés fuyant l'instabilité politique récurrente de la sous-région, et est caractérisée par un taux de croissance naturelle de 1,9%/an, un taux de fécondité de 3,6 enfants/femme et une espérance de vie ajustée à la santé de 48 ans (Klugman, 2011 ; Sanga *et al.*, 2012).

Sur le plan ethnique, le pays est composé de deux grands groupes, les Somalis, majoritaires (60 %) et occupant les régions du sud, et les Afars, représentant 35 % de la population et occupant généralement les régions du nord, ainsi que d'une communauté arabe minoritaire. Par ailleurs, il est aussi à noter une importante présence militaire occidentale, française et américaine notamment, en grande partie attribuable à la position géostratégique du pays dans la région, position réaffirmée depuis la recrudescence des actes de piraterie dans les eaux territoriales somaliennes voisines. Enfin, les deux langues officielles sont le français et l'arabe, et la religion principale est l'Islam (94 % des habitants).

#### 2.1.1.4 Contexte social et économique

Comme la grande majorité des pays d'Afrique subsaharienne, Djibouti est un pays particulièrement pauvre et peu développé ; la République fait d'ailleurs partie des 33 pays africains auxquels les Nations unies ont conféré le statut de PMA (United Nations, 2012b). Selon la classification officielle déterminée par le PNUD, le pays, avec un IDH de 0,445, appartient à la catégorie des pays à développement humain faible, et se situe au 164<sup>ième</sup> rang d'un classement comportant 187 pays (Malik, 2013). Du point de vue de la pauvreté, quelque 20 % de la population vit avec moins de 1,25 \$ par jour, et la valeur de l'IPM est de 0,139, ce qui correspond à 29,3 % des habitants souffrant de pauvreté multidimensionnelle et subissant en moyenne des privations à hauteur de 47,3 % de la totalité des trois dimensions considérées (Malik, 2013). De plus, on recense 12,5 % d'individus qui vivent dans l'extrême pauvreté multidimensionnelle, c.-à-d. ceux qui, au sein de la population, subissent des privations atteignant ou dépassant 50 % ; et 16,1 % des habitants qui sont exposés à la pauvreté, c'est-à-dire les personnes dont le degré de privations se situe entre 20 et 33 %. Au total, à travers le pays, c'est donc pratiquement la moitié de la population qui, subissant des privations, vit dans la pauvreté ou y est exposée.

L'éducation est l'une des trois dimensions principales intervenant dans le calcul de l'IDH et de l'IPM ; à Djibouti, elle représente par ailleurs la plus grande part des privations mesurées au sein de la pauvreté globale (38,3 %), et les durées moyenne et attendue de scolarisation, utilisés dans le calcul du premier nommé, sont respectivement de 3,8 et 5,7 ans. Sur le plan de l'accès à l'éducation, le taux brut de scolarisation est, en ce qui concerne l'enseignement primaire, l'un des plus faibles au monde avec 59 % d'inscrits, puis décroît avec la sélectivité du système éducatif, passant de 36 % dans le secondaire à moins de 5 % dans le supérieur (Malik, 2013). Si l'on replace ces chiffres dans leur contexte, on constate que les durées et les taux de scolarisation sont non seulement beaucoup plus faibles que dans les pays les plus développés, mais aussi inférieurs à ceux des pays les moins développés ou encore à ceux de l'Afrique subsaharienne. Par ailleurs, les femmes et les populations rurales sont nettement les plus touchées par l'absence de scolarisation, et la réunion des deux statuts nous éclaire sur la fragilité des filles des milieux ruraux dans ce domaine. L'accroissement des effectifs dans l'enseignement primaire entre 1990 et 2000 n'a ainsi pas vu évoluer la part de ces dernières, qui représentaient 45,3 % des élèves inscrits tous degrés confondus en 2011, dont 47,5 % dans le primaire, 43,1 % dans le secondaire et 40,4 % dans le supérieur, et la proportion de l'origine rurale parmi les individus scolarisés s'élevait, dans les années 2000, à 17,3 % dont seulement 8,3 % de filles (Ahmed, 2001 ; Sanga *et al.*, 2012). Enfin, de manière plus générale, le taux d'alphabétisation d'une population

## 2.1 La République de Djibouti : un symbole du défi énergétique subsaharien

TABLEAU 2.1 – État du développement humain en République de Djibouti (Central Intelligence Agency, 2013 ; Malik, 2013).

Indicateur statistique	Djibouti	PMA	Afrique subsaharienne <sup>1</sup>	Pays les plus développés <sup>2</sup>	Monde
IDH <sup>3</sup>	<b>0,445</b>	0,449	0,472	0,905	0,693
IPM <sup>4</sup>	<b>0,139</b>	0,290	0,326	...	...
<i>Part de la population (%)</i>	<b>29,3</b>	51,6	57,3	...	...
<i>Degré de privation (%)</i>	<b>47,3</b>	56,2	57,0	...	...
Espérance de vie à la naissance (années)	<b>58,3</b>	59,5	55,1	80,1	70,1
Espérance de vie ajustée à la santé (années)	<b>48,0</b>	48,6	45,5	71,7	60,9
Nombre de médecins (pour 1000 habitants)	<b>0,2</b>	0,2	0,2	2,9	1,4
Taux de mortalité infantile (pour 1000 naissances vivantes)	<b>73,0</b>	70,6	75,9	5,2	39,9
Taux de mortalité (pour 1000 adultes)					
<i>Femmes</i>	<b>271,0</b>	282,5	355,4	60,1	136,9
<i>Hommes</i>	<b>326,0</b>	356,6	429,8	114,0	211,0
Durée moyenne de scolarisation (années)	<b>3,8</b>	3,7	4,6	11,5	7,5
Durée attendue de scolarisation (années)	<b>5,7</b>	8,5	9,1	16,3	11,6
Taux brut de scolarisation (%)					
<i>Primaire</i>	<b>59,0</b>	101,8	98,5	104,2	107,9
<i>Secondaire</i>	<b>36,0</b>	36,0	39,9	100,4	71,2
<i>Supérieur</i>	<b>4,9</b>	6,6	6,2	75,8	28,7
Taux d'alphabétisation (%)	<b>67,9</b>	60,7	63,0	98,7	81,3
RNB par habitant (\$PPA)	<b>2 350</b>	1 398	2 004	33 384	10 223
PIB par habitant (\$PPA)	<b>2 087</b>	1 346	2 069	32 931	10 103

<sup>1</sup> La définition géographique de la région donnée par le PNUD étant légèrement différente (la Somalie, le Soudan et Djibouti étant exclus), les données ont été retraitées de manière à ce qu'elles soient cohérentes avec celle utilisée dans cette thèse.

<sup>2</sup> Pays dont le développement humain est très élevé (IDH  $\geq$  0,8).

<sup>3</sup> Les valeurs présentées ici (Afrique subsaharienne et PMA) sont différentes de celles du TABLEAU 1.4 pour deux raisons : d'une part, l'IDH correspond ici à l'année 2012 et, d'autre part, celui-ci est en permanence réévalué par le PNUD, de sorte que l'IDH d'un pays pour une même année sera différent selon les rapports publiés.

<sup>4</sup> La mesure de l'IPM n'étant disponible que pour un nombre restreint de pays, ne sont indiquées ici que les régions pour lesquelles un minimum de données existe (PMA et Afrique subsaharienne).

indique son degré minimal d'éducation ; actuellement, à Djibouti, il est de 67,9 %, dont 78 % pour les hommes et 58,4 % pour les femmes (Central Intelligence Agency, 2013).

La santé apparaît comme celle des trois dimensions où, avec 24,6 %, la propension des privations à toucher les Djiboutiens pauvres d'une manière multidimensionnelle est la moins élevée, pendant que l'espérance de vie à la naissance, indicateur utilisé dans le calcul de l'IDH, s'élève à 58,3 ans (Malik, 2013). Sur le plan des services de santé, le ratio entre le nombre d'infrastructures de base et la population était de 1/40 000 à Djibouti-ville à la fin des années 2000, et était plus élevé en milieu rural du fait de la faible densité de population (Ahmed, 2001) ; parallèlement, le nombre de médecins (généralistes et spécialistes) est estimé à 0,2 pour 1000 habitants, soit au niveau de l'Afrique subsaharienne, mais loin des 2,9 que l'on rencontre en moyenne dans les pays les plus développés (Malik, 2013). En outre, l'espérance de vie ajustée à la santé affleure à peine les 50 ans, contre plus de 70 ans dans la majorité des pays industrialisés, et les taux de mortalité infantile et de mortalité chez les adultes sont eux aussi beaucoup plus élevés que sous nos latitudes. Le premier cité est ainsi égal à 73/1000, contre 3/1000 dans des pays comme la France ou l'Allemagne, et le second se situe à 271/1000 pour les femmes et 326/1000 pour les hommes, là où il est au niveau, par exemple, des 50/1000 et 83/1000 en Norvège, premier pays au classement de l'IDH (Malik, 2013).

Le niveau de vie se situe sur le même plan que l'éducation en ce qui concerne la part des privations mesurées au sein de la population djiboutienne pauvre dans plusieurs dimensions (37,1 %) ; accessoirement, le RNB par habitant, troisième et dernier outil utilisé pour déterminer l'IDH, s'élève à 2 350 \$PPA, soit environ 14 fois moins que le RNB par habitant moyen des pays possédant un développement humain très élevé (Malik, 2013). En matière d'activité économique, la situation du pays apparaît critique et déséquilibrée, avec, d'une part, l'un des taux de chômage les plus élevés au monde (59 %) et, d'autre part, une population rurale plus exposée, le taux de chômage grim pant alors à 83 %, ainsi qu'une population féminine qui, bien qu'elle dépasse celle des hommes dans la tranche d'âge actif, reste sous-employée à hauteur de 35,2 % de la population active (Ahmed, 2001 ; Central Intelligence Agency, 2013 ; Sanga *et al.*, 2012). Ce taux élevé de chômage semble avant tout lié à l'inadéquation entre besoins du marché et formation, et à la faible capacité de création d'emplois de la part d'une économie fortement dépendante de l'extérieur et qui s'est originellement structurée autour du secteur tertiaire, lequel représente à l'heure actuelle 80 % du produit intérieur brut (PIB) contre 16,9 % pour le secteur industriel et seulement 3,1 % pour le secteur primaire (Ahmed, 2001 ; Central Intelligence Agency, 2013). En outre, la forte concentration de la population dans la seule ville de Djibouti (65 %) nous éclaire également sur la structuration économique particulière du pays, contraste entre une capitale qui regroupe l'essentiel des individus, des activités (système bancaire) et des infrastructures (portuaires, aéroportuaires, de télécommunication), et un territoire qui reste faiblement peuplé et peu valorisé économiquement (Ahmed, 2001).

Le TABLEAU 2.1 résume les principaux critères économiques et sociaux du pays et les replace dans le contexte global, donnant ainsi un aperçu des défis majeurs auxquels le pays doit faire face en matière de développement.

## 2.1.2 Contexte énergétique

Si de nombreux facteurs, aussi bien endogènes qu'exogènes, sont responsables de la grande fragilité du contexte économique et social de la République de Djibouti, il ne fait aucun doute que l'énergie figure parmi les principaux ; et, tel que nous l'avons vu dans le chapitre précédent, l'électricité peut influencer de manière décisive sur la réduction de la pauvreté multidimensionnelle et, plus globalement, sur le développement humain du pays. Seulement, afin d'évaluer *a priori* la pertinence des ressources

renouvelables dans l'optique d'électrifier les populations rurales de la République, il est également nécessaire d'analyser avec soin la situation énergétique actuelle du pays. Il nous faut donc, pour cela, nous intéresser à l'état de la distribution d'électricité d'une part, c.-à-d. au réseau électrique national, symbole ultime s'il en est du concept de centralisation, aux principales sources d'énergie utilisées par la population d'autre part, et, enfin, aux disponibilités et potentialités des énergies renouvelables elles-mêmes au travers du territoire. Ce travail a déjà en grande partie été réalisé par Ahmed Aye (2009) et c'est la reprise de celui-ci, agrémentée de diverses autres sources, qui va nous permettre non seulement de justifier l'idée d'une électrification décentralisée à l'aide de ressources renouvelables, mais aussi le choix plus spécifique de l'énergie solaire dans cette optique.

### 2.1.2.1 **Aperçu du réseau électrique djiboutien**

Sur le plan institutionnel, le secteur de l'électricité est un monopole d'État dont la gestion (production, distribution, transport et commercialisation) est laissée à la charge de la compagnie nationale Électricité de Djibouti (EDD), sous tutelle du ministère de l'Énergie (Ahmed Aye, 2009).

Le réseau électrique de la République de Djibouti présente un certain nombre de particularités en regard des réseaux rencontrés dans les pays développés. Ainsi, c'est avant tout un réseau de faible taille, très fortement concentré sur la région de la capitale, et qui était, jusqu'à récemment, totalement isolé des réseaux des pays voisins. Il est composé de quatre centres de production indépendants ainsi que de la toute nouvelle interconnexion avec l'Éthiopie, la production électrique sur le territoire étant uniquement assurée par des centrales thermiques, fonctionnant toutes au gazole excepté celle de Boulaos, qui utilise le mazout (Ahmed Aye, 2009).

Le principal centre de production se situe dans Djibouti-ville, réparti entre deux centrales, Marabout et Boulaos, reliées entre elles par un câble souterrain 63 kV de 4 800 mètres ; en plus de la capitale, ce centre alimente également la ville d'Arta et trois petites localités (Damerdjog, Douda et Ouêah), via une ligne aérienne 20 kV. Le second site de production en importance se situe dans la préfecture de Dikhil ; il alimente cette dernière et, via une ligne aérienne 20 kV de 44 km, la préfecture d'Ali Sabieh, qui dispose d'un groupe électrogène de secours en cas de défaillance, ainsi que la localité de Mouloud. Enfin, les troisième et quatrième centres se trouvent dans les préfectures de Tadjourah et Obock et sont limités à l'alimentation de ces deux villes.

Le chantier de l'interconnexion djibouto-éthiopienne, inaugurée en 2008 et mise en service en 2011, a permis la construction de deux lignes aériennes THT (230 kV) et HT (63 kV). La ligne de transport de 230 kV, longue de 283 km dont 82 km en territoire djiboutien, interconnecte le poste de transformation 230/63/20 kV du point kilométrique 12 (PK12) avec la ville éthiopienne de Dire Dawa ; la ligne 63 kV, quant à elle, mesure 79 km et relie le poste de transformation de PK12 à la ville d'Ali Sabieh. Une ligne aérienne 63 kV de 8,7 km relie également le poste de PK12 au poste de transformation 63/20 kV de Palmeraie, lui-même connecté aux deux centrales Marabout et Boulaos par un câble 63 kV. Sur l'ensemble du territoire, le réseau MT (20 kV) est composé de 245 km de lignes, le réseau de distribution, 331 km, et le réseau d'éclairage public, 63 km (Électricité De Djibouti, 2012).

La FIGURE 2.2 présente la structure géographique du réseau électrique djiboutien, sur laquelle on peut aisément constater que, si tous les chefs-lieux sont connectés ou approvisionnés, il n'en est pas de même pour la grande majorité des villes et villages ruraux. De plus, on remarque aussi que ce réseau, fortement « pondéré » par la capitale, comporte un certain déséquilibre géographique en ne couvrant que les régions du sud du pays et en laissant donc le nord fortement dépourvu, hormis les préfectures d'Obock et de Tadjourah qui possèdent leurs propres centrales et microréseaux.



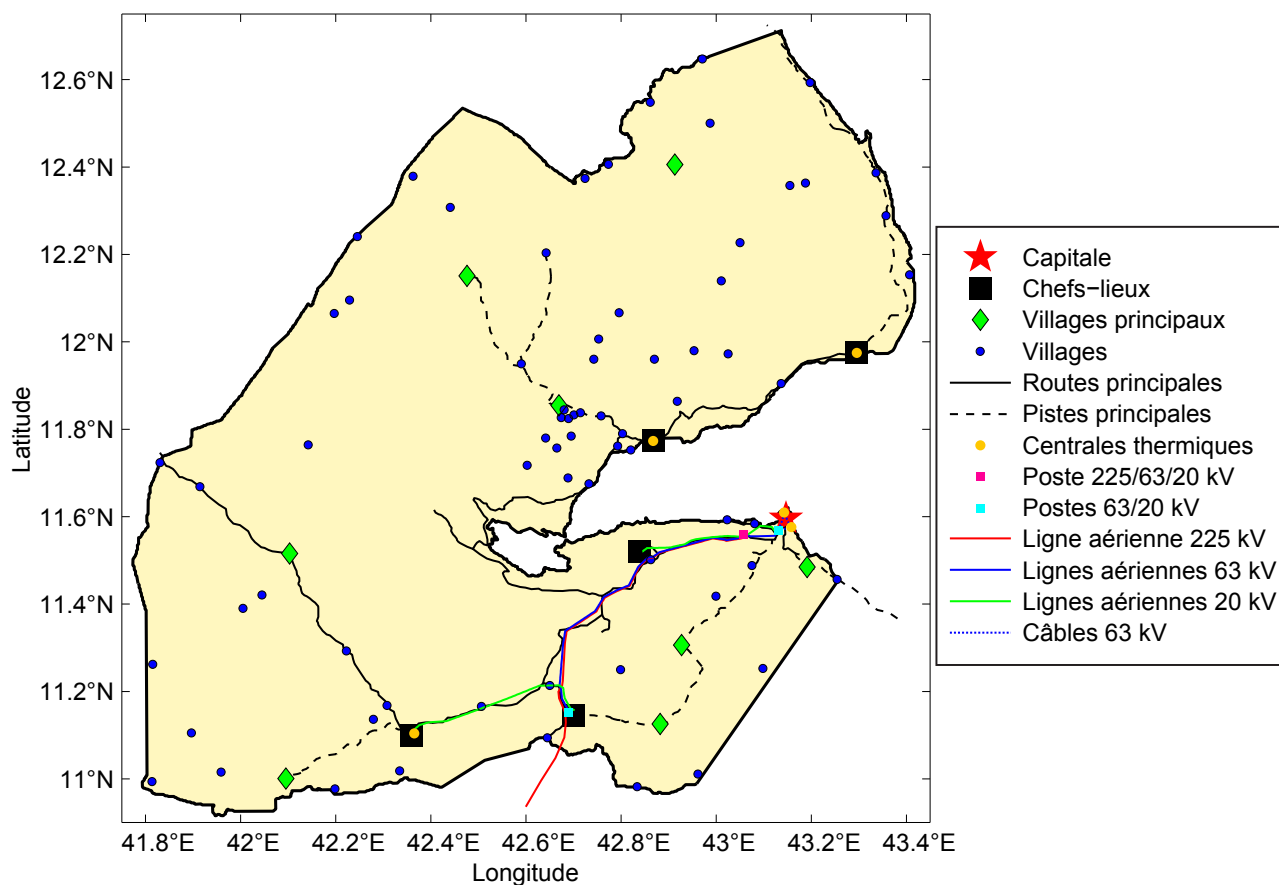


FIGURE 2.2 – Réseau électrique et réseau routier principal en République de Djibouti (données EDD et CERD).

Si la structure géographique illustre la pondération par la capitale et les faiblesses du réseau national, ces deux traits principaux sont également mis en relief par les spécificités techniques et énergétiques de celui-ci, détaillées dans le TABLEAU 2.2. D'une part, seul 66 % de la puissance installée est disponible, suggérant d'importantes défaillances techniques, possiblement dues à des problèmes de maintenance et à la vétusté de certains équipements ; d'autre part, la production et la consommation se cantonnent, à plus de 96 %, à la seule capitale, confirmant le poids important de cette dernière au sein du réseau. Par ailleurs, et bien que les chiffres soient à considérer avec prudence, le décalage entre production et consommation indique des pertes élevées, aussi bien techniques (effet Joule et transformation) qu'illicites, conséquences de raccordements sauvages, eux-mêmes résultant probablement d'un tarif de l'électricité qui, à 0,28 \$/kWh, se situe parmi les plus élevés du continent africain (Ahmed Aye, 2009). De même, si le raccordement avec l'Éthiopie est sans aucun doute salvateur pour Djibouti-ville, son éloignement géographique du reste du territoire, à l'exception de la ville d'Ali Sabieh, semble lui aussi démontrer la très grande influence de la capitale au sein d'un réseau plus particulièrement structuré autour de celle-ci.

Sur le plan de la distribution de l'électricité, le taux de couverture du réseau a été déterminé à partir de deux hypothèses, à savoir une proportion d'habitants de, respectivement, 63,3 % dans la capitale et dans la région d'Arta, 21,5 % dans les régions de Dikhil et Ali Sabieh, 10,6 % dans le district de Tadjourah et 4,6 % dans celui d'Obock (Omar Guelleh, 2010), rapportée à la population de l'année 2006 (United Nations, 2011), et un nombre moyen d'individus par ménage de 5,7 (Mounir Badar,

## 2.1 La République de Djibouti : un symbole du défi énergétique subsaharien

TABLEAU 2.2 – Description des principales spécificités techniques du réseau électrique djiboutien, d’après Ahmed Aye (2009).

Centre de production et de consommation		Puissance <sup>1</sup>			Production totale <sup>2</sup>		Consommation totale <sup>3</sup>		Couverture	
		inst. <sup>4</sup> (MW)	disp. <sup>4</sup> (MW)	disp. (%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)	ménages connectés	taux (%)
Djibouti/	Boulaos	106,55	68,3	64,1	260,66	96,3	181,5	96,9	32 676	35,7
Arta	Marabout	18,00	13,8	76,7						
Dikhil/	Ali Sabieh	3,13	...	...	5,39	1,2	0,7	0,4	2 219	7,1
Tadjourah		1,28	...	...	3,25	1,2	0,7	0,4	737	4,8
Obock		0,80	...	...	1,22	0,5	1,3	0,6	448	6,7
Total		129,75	82,1	65,9 <sup>5</sup>	270,52	100,0	187,5	100,0	36 080	25,0

<sup>1</sup> Données 2007.

<sup>2</sup> Données 2003.

<sup>3</sup> Données 2006.

<sup>4</sup> Puissance installée (inst.) et disponible (disp.).

<sup>5</sup> Les données pour les chefs-lieux n’étant pas disponibles, ce taux ne correspond qu’aux sites de production de Djibouti-ville.

2004b). On constate que, de ce point de vue, la couverture géographique très limitée du réseau est rejointe dans les faits par le nombre d’habitants connectés, correspondant à 25 % de la population, dont la majorité réside dans la capitale, les districts de l’intérieur étant particulièrement peu couverts. La structure pondérée du réseau apparaît encore distinctement ici, puisque la proportion des habitants couverts par ce dernier diminue de manière drastique avec l’accroissement de la distance les séparant de la capitale. Ensuite, si, comme l’indique la FIGURE 2.2, seules les villes principales sont connectées ou tout du moins disposent d’un site de production d’électricité, la population urbaine raccordée demeure nonobstant assez faible ; ce qui rejoint l’idée émise dans le premier chapitre, selon laquelle un réseau centralisé qui dessert certaines zones ne signifie pas obligatoirement que les populations considérées aient accès à l’électricité. Enfin, même pour les abonnés de l’EDD, l’approvisionnement en électricité n’est pas forcément continu en raison de nombreux délestages programmés, qui surgissent tout particulièrement lors des pics de consommation estivaux (Ahmed Aye, 2009).

Ces différentes constatations sur le réseau national laissent transparaître une fragilité aussi importante que la fiabilité et le nombre d’habitants desservis apparaissent très faibles. Il est donc tout sauf probable d’escompter d’un tel réseau, dont les centres de production doivent avant tout être fiabilisés et modernisés, l’interconnexion urbaine améliorée, et la distribution vers les abonnés assurée, qu’il puisse desservir, dans un avenir proche, les poches rurales du territoire, et ce d’autant plus qu’une telle initiative ne serait *a priori* techniquement et économiquement pas viable.

### 2.1.2.2 Support énergétique actuel

Le taux de couverture du réseau électrique étant très faible, il est alors intéressant d’analyser les habitudes énergétiques des habitants, c’est-à-dire identifier les sources d’énergie qui sont principalement utilisées par la population en lieu et place ou au côté de l’électricité. L’enquête énergie auprès des ménages djiboutiens (EDAM-Énergie) réalisée en 2004 par la Direction de la statistique et des études

TABLEAU 2.3 – Sources d'énergies utilisées et consommées annuellement par les ménages djiboutiens urbains et périurbains de la capitale et des principales villes<sup>1</sup> de l'intérieur du pays, d'après Mounir Badar (2004a).

	Source d'énergie	Consommation totale (milliers de MJ)	Part dans la consommation globale d'énergie (%)	Utilisation des sources par les ménages (%)	Consommation moyenne des ménages (MJ)	Secteurs principaux d'utilisation
Djibouti	Kérosène	489,2	52,8	95,3	14 300	<i>Cuis.<sup>2</sup> &amp; Écl.<sup>2</sup></i>
	Électricité	300,1	32,4	61,8	13 524	<i>Écl. &amp; Vent.<sup>2</sup></i>
	Bois	47,2	5,1	26,9	4 886	<i>Divers</i>
	CdB <sup>3</sup>	79,3	8,6	77,5	2 940	<i>Encens</i>
Villes de l'intérieur <sup>1</sup>	Kérosène	82,3	42,2	93,8	11 446	<i>Cuis. &amp; Écl.</i>
	Électricité	15,8	8,1	33,8	6 114	<i>Écl. &amp; Vent.</i>
	Bois	65,0	33,4	43,4	19 544	<i>Cuis.</i>
	CdB	31,6	16,2	72,0	5 728	<i>Encens</i>
Total	Kérosène	571,6	51,0	95,1	13 804	<i>Cuis. &amp; Écl.</i>
	Électricité	316,0	28,2	56,9	12 750	<i>Écl. &amp; Vent.</i>
	Bois	112,3	10,0	29,8	8 641	<i>Divers &amp; Cuis.</i>
	CdB	111,0	9,9	76,5	3 414	<i>Encens</i>

<sup>1</sup> Ces villes sont les suivantes : Arta, Ouêah, Ali Sabieh, Hol Hol, Ali Addé, Dikhil, As Ela, Tadjourah et Obock.

<sup>2</sup> Respectivement cuisine (*Cuis.*), éclairage (*Écl.*) et ventilation (*Vent.*).

<sup>3</sup> Charbon de bois.

démographiques (DISED) a ainsi permis d'en apprendre un peu plus sur ces habitudes (Mounir Badar, 2004a) qui, nous allons le voir, rejoignent des problématiques déjà abordées dans le chapitre 1 ; les résultats résumant au mieux le comportement énergétique de la population djiboutienne sont par ailleurs exposés dans le TABLEAU 2.3.

Cette enquête, menée auprès des ménages urbains et péri-urbains de Djibouti-ville et des principales villes de l'intérieur du pays, vient en premier lieu confirmer que l'éloignement géographique vis-à-vis de la capitale réduit de manière assez importante l'utilisation et la consommation d'électricité. À l'inverse, une proportion plus élevée de ménages des autres villes consomme six fois plus de bois, essentiellement pour cuisiner (85 %) ; cependant, avec 9 ménages sur 10 qui cuisinent avec, le kérosène reste le combustible majoritairement utilisé, et ce, de manière assez uniforme à travers le territoire, bien qu'il ne semble avoir supplanté le charbon de bois et le bois de feu que récemment (Mounir Badar, 2004a).

Cette prédominance du kérosène dans la consommation énergétique de la population djiboutienne s'explique avant tout par un coût financier du combustible globalement plus intéressant que celui des autres sources pour faire la cuisine. De plus, de façon cohérente, il est également utilisé pour l'éclairage puisqu'il représente le seul combustible pouvant se substituer de manière efficace à l'électricité dans ce domaine, plus couteuse et d'accès moins aisé. En ce qui concerne le bois, si les habitants de la capitale s'approvisionnent essentiellement auprès de revendeurs, ceux des villes de l'intérieur qui l'utilisent sont aussi plus de 35 % à s'en procurer par le ramassage, ce dernier étant largement réalisé par les femmes et les jeunes filles (84 %) et nécessitant un temps moyen de 11 heures. Cette utilisation énergétique du bois est aussi à replacer dans la perspective d'un contexte djiboutien où cette ressource est particulièrement rare : le couvert végétal, majoritairement composé de formations ligneuses éparses (*forêts ouvertes*), ne couvre que 70 000 ha des 23 200 km<sup>2</sup> qui constituent la surface

du pays, soit environ 3 % (Daher Robleh, 2007). Par ailleurs, l'utilisation énergétique du charbon de bois reste plus anecdotique, celle-ci résultant davantage d'une pratique culturelle que d'un besoin vital (brûlage de l'encens).

Il est également intéressant d'analyser les aspirations ou les résignations potentielles des ménages djiboutiens dans le cas d'une amélioration des conditions de vie ou d'une diminution des coûts, ou, au contraire, d'une dégradation de celles-ci ou d'une augmentation des coûts. Ainsi, ce sont plus de 63 % des ménages à travers le pays qui aspirent à utiliser l'électricité comme première source de substitution si des conditions favorables sont réunies ; inversement, c'est le bois qui supplanterait les autres ressources en cas de dégradation de leur cadre de vie actuel.

Voilà pour les chiffres et les tendances ; ils nous permettent de distinguer un changement de comportement énergétique avec l'accroissement de la distance entre la capitale et les zones considérées. Si l'usage du kérosène reste relativement uniforme, on constate en revanche une forte réduction de l'utilisation et de la consommation d'électricité corrélée à l'augmentation de celles du bois ; cela indique sans aucun doute un niveau de vie des populations urbaines de l'intérieur inférieur à celui des habitants de la capitale, confirmé par le fait que le bois représenterait la première source de substitution en cas de dégradation des conditions de vie. En plus des problèmes de santé que peut poser la combustion du kérosène, en particulier pour la cuisine, le coût de ce dernier est aussi directement corrélé à celui du pétrole, et donc soumis à des facteurs exogènes difficilement maîtrisables ayant entraîné la hausse régulière du prix du baril ces dernières années. Ajouté à cela un réseau de transport (*cf.* FIGURE 2.2) qui, analogue à ceux que l'on retrouve dans les autres pays d'Afrique subsaharienne, est à la fois peu bitumé et majoritairement composé de pistes secondaires, l'acheminement de ce combustible vers des zones rurales peu desservies et faiblement peuplées n'en devient donc que plus difficile et coûteux. Dès lors, la pauvreté actuelle de ces populations couplée à l'augmentation future du coût du kérosène indique que, même si le bois n'est pas le seul combustible utilisé pour l'instant, il risque de fortement le devenir, contraignant les habitants soit à l'acheter, soit, plus vraisemblablement, à le ramasser, soit, en dernier recours, à émigrer (*cf.* section 1.2.2). Cette dernière issue s'avère d'ailleurs la plus probable tant la ressource ligneuse apparaît quasi inexistante à travers la République, influençant de fait la durée et la difficulté du ramassage de ceux qui le pratiquent, lui-même conditionnant, par exemple, le manque d'accès à l'éducation des plus jeunes ou encore la santé de ceux qui s'occupent de l'approvisionnement, problématiques qui touchent plus spécialement les femmes (*cf.* section 1.2.1.3).

En plus d'une électricité peu accessible, mais à laquelle aspire la majorité de la population, le choix des combustibles reste donc très restreint et leur coût élevé ; conclusion principale de l'étude réalisée par la DISED (Mounir Badar, 2004a), elle s'avère d'autant plus vraie que l'on s'éloigne de la capitale, et donc par extension lorsque l'on se rapproche des zones rurales.

### 2.1.2.3 Ressources renouvelables

La synthèse globale des différentes énergies renouvelables présentant un potentiel d'exploitation intéressant en République de Djibouti a été réalisée par Ahmed Aye (2009). La première chose qui ressort de cette étude est une conséquence directe de l'aridité du climat : le très faible degré de pluviométrie qui en découle limite la formation de cours d'eau et, par voie de conséquence, d'un véritable couvert végétal ; de fait, les ressources que sont la biomasse et l'hydroélectricité sont parfaitement inexploitable. En revanche, de ce même climat, conjugué aux spécificités géologiques de la région, il résulte l'existence de trois gisements renouvelables caractéristiques :

**Énergie solaire :** les caractéristiques climatiques du pays indiquent que le potentiel solaire est probablement élevé, assertion que différentes constatations confortent par ailleurs. Ainsi, la durée

annuelle moyenne d'insolation mesurée entre 1992 et 1996 à Djibouti-ville était de 3335 heures (Ahmed Aye, 2009) ; des mesures solaires globales effectuées par satellite indiquent que Djibouti se situe géographiquement dans une zone où le gisement apparaît important (NASA, 2013) ; des endroits localisés à une latitude proche de celle du pays présentent un fort potentiel solaire (Lorenzo, 2011). À l'heure actuelle, 0,3 % de l'électricité produite en République de Djibouti est issue de l'énergie solaire.

**Géothermie :** le contexte géologique particulier mentionné dans la section 2.1.1.1, faisant du pays le point de rencontre de trois grands rifts, et donc une zone de convergence de flux thermiques élevés, se traduisant dans la région par une activité sismique et volcanique très importante, a fait l'objet de nombreuses campagnes scientifiques d'exploration au cours du 20<sup>ème</sup> siècle du fait de son caractère remarquable. Entre 1970 et 1992, les campagnes scientifiques menées par le Centre d'études et de recherche de Djibouti (CERD), en partenariat avec deux instituts français et italien<sup>2</sup>, a permis l'exploration approfondie des ressources géothermiques disponibles à travers le pays ; interrompues en 1993, ces activités de recherche ont été relancées au début des années 2000, avec notamment la participation de structures privées, ou encore la mise en place d'un programme régional de développement géothermique sous l'égide des Nations unies. Ces différentes campagnes ont abouti à la localisation et à la caractérisation d'un certain nombre de gisements géothermiques (ou *réservoirs thermiques*) : le potentiel total exploitable apparaît bien supérieur aux besoins actuels du pays, et est par ailleurs principalement composé du réservoir géothermique situé au niveau de la zone entre le Ghoubbet et le lac Assal, point d'entrée de la vallée du grand rift. Pour des raisons techniques et économiques, la ressource n'a pour l'instant jamais été exploitée.

**Énergie éolienne :** les toutes premières mesures du gisement éolien ont été réalisées conjointement par le CERD et la coopération américaine, sur Djibouti-ville et Ali Sabieh de mars 1984 à février 1985. Mais ce n'est que 20 ans plus tard, en 2002 et 2003, qu'a réellement été lancée la première campagne de mesure du potentiel éolien à travers le pays, avec le déploiement de mâts de mesure sur 10 sites, majoritairement côtiers. Si l'exploitation des résultats et la mise à disposition des données semblent avoir été à première vue très confidentielles, Ahmed Aye (2009) a tout de même tenté un début d'analyse avec le peu d'informations rendues publiques. Celle-ci indique un potentiel important au niveau du Ghoubbet (vitesse moyenne de vent de 8,9 m/s et 9,2 m/s), résultant des vents du golfe d'Aden qui s'engouffrent au travers du golfe de Tadjourah, ainsi que dans le sud-est du pays à proximité de la ville d'Ali Sabieh (6,7 m/s). Pour le moment, aucun projet éolien n'a encore vu le jour à Djibouti (Ahmed Aye, 2009).

En plus de ces énergies, la passe du Ghoubbet, ouverture de 700 mètres de long et de 10 mètres de profondeur séparant ce dernier du golfe de Tadjourah, est, de par sa spécificité structurelle, le théâtre d'importants courants marins résultant du phénomène de marées. Ces courants pourraient être convertis en électricité grâce à l'utilisation d'*hydroliennes*, systèmes subaquatiques analogues aux éoliennes terrestres et relativement nouveaux dans le domaine de l'exploitation marémotrice (Freris et Infield, 2008).

---

2. Respectivement le Bureau de recherches géologiques et minières français de 1970 à 1985 et le bureau d'études italien AQUATER (1985-1992).

### 2.1.3 Vers une utilisation décentralisée de l'énergie solaire

La section 1.2.2 a montré que les difficultés sociales et économiques globales des pays subsahariens induisaient une plus grande fragilité de leurs populations rurales en regard de celles qui sont urbaines. En ce sens, Djibouti ne déroge ni à l'une ni à l'autre règle : le développement humain est faible, en particulier le secteur de l'éducation, et se situe au niveau de celui de la région ; la pauvreté touche ou menace au total la moitié de la population ; enfin, au vu notamment des habitudes énergétiques (utilisation de combustibles de moindre coût) et des infrastructures peu développées (transport, réseau), les zones rurales apparaissent à la fois plus pauvres (niveau de vie plus faible) et plus délaissées (éducation et services de santé limités). En substance, la difficulté d'acheminer une énergie de qualité vers les zones considérées augmente avec la distance les séparant du centre d'activités principal (Djibouti-ville), et entrave par là même, de manière directe et indirecte, l'amélioration des conditions de vie de ces populations.

Tel que nous l'avons vu dans le chapitre précédent, l'électrification rurale décentralisée peut, en assurant un certain nombre de besoins fondamentaux, influencer positivement sur cette problématique. Dans ce but, l'utilisation des ressources renouvelables en lieu et place de combustibles fossiles a été argumentée, et trouve ici un écho avec, d'une part, le kérosène, qui présente un prix croissant, un impact sur la santé non négligeable et dont l'approvisionnement peut s'avérer difficile, et, d'autre part, le bois qui, si son prix est inférieur, voire nul (ramassage), reste extrêmement rare dans le pays et influence donc indirectement le niveau de vie, la santé et l'éducation des personnes. Cependant, il est non seulement nécessaire que ces gisements renouvelables existent et que leur potentiel soit suffisant, mais aussi qu'ils soient suffisamment dispersés géographiquement, afin d'être complémentaires avec la demande.

Le travail de synthèse réalisé par Ahmed Aye (2009) sur le potentiel global des énergies renouvelables en République de Djibouti a été le premier de ce type dans le pays, et représente un apport essentiel pour l'identification des ressources dans l'optique d'une électrification décentralisée, ou centralisée. Des quatre ressources principalement disponibles dans le pays, le potentiel marémoteur apparaît le plus faible et surtout le plus circonscrit ; son exploitation à des fins délocalisées est donc dénuée d'intérêt. En fait, rapport aux problématiques d'indépendance énergétique, de réduction du coût de l'électricité ou encore de réponse aux besoins d'une population majoritairement urbaine, la ressource la plus intéressante est sans conteste la géothermie. Avec un potentiel exploitable estimé bien supérieur aux besoins actuels du pays et des caractéristiques qui la rendent à la fois semblable, mais aussi plus efficace que les combustibles fossiles, elle semble en effet taillée pour pallier les défaillances du réseau électrique. Seulement, tout avantageuse qu'elle soit d'un point de vue centralisé, elle devient également plus limitée en matière d'électrification rurale ; le faible nombre de sources géothermiques, leur potentiel disparate, leur localisation ne correspondant pas nécessairement à celle de la demande, leur exploitation pouvant être peu rentable en raison des faibles puissances appelées : tous ces facteurs invitent à rechercher des énergies présentant une plus grande souplesse d'utilisation et une plus grande dispersion géographique. En ce sens, le gisement éolien estimé à l'heure actuelle n'apparaît pas non plus nécessairement comme le plus adéquat ; outre une modularité des éoliennes possiblement moins évidente que celle des systèmes solaires que nous allons détailler par la suite, les mesures déjà effectuées dans le pays indiquent également de grandes différences entre les vitesses de vent de sites relativement proches. Or, l'énergie disponible étant fonction du cube de cette vitesse (Burton *et al.*, 2001), une réduction de moitié de cette dernière correspond à une diminution d'un facteur 10 sur le plan énergétique, indiquant une très forte fluctuation spatiale du gisement éolien en contradiction avec la large diffusion des populations rurales à travers la République.

Les spécificités géographique ou climatique, les quelques données d'insolation existantes, le témoignage des voyageurs ou aventuriers de passage : tout indique que le potentiel solaire du pays est élevé et spatialement plus homogène que les autres gisements renouvelables. Mais au-delà de la ressource en elle-même ou de son application électrique, la large gamme d'utilisation de cette énergie (électricité, chaleur, froid) et la modularité des systèmes de conversion associés en font sans conteste l'énergie la plus appropriée au contexte décentralisé. Tendance qui est d'ailleurs confirmée au niveau du continent africain, au vu de la prééminence actuelle du solaire sur les autres ressources renouvelables dans le cadre rural, exception faite de la biomasse traditionnelle, que ce soit au niveau des installations existantes (REN21, 2012) ou bien sur le plan des politiques et schémas énergétiques préconisés (Bugaje, 2006 ; Chineke et Ezike, 2010). Transition faite, il est important de rappeler que l'objectif de cette thèse est avant tout de présenter le cas djiboutien comme un cas généralisable à l'Afrique subsaharienne ; la volonté d'étudier plus spécifiquement le potentiel solaire au sein de la République est donc également corrélée au fait que la région possède elle-même un gisement exceptionnel (Bugaje, 2006 ; Diabate *et al.*, 2004) et une politique d'électrification rurale qui, en matière d'énergies renouvelables, s'appuie principalement sur ce dernier (Karekezi et Kithyoma, 2002). En ce sens, l'énergie géothermique reste très spécifique à certaines régions, comme Djibouti, et l'énergie éolienne apparaît moins présente dans les programmes énergétiques mis en place dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne. Toutefois, bien que seule l'énergie solaire fasse l'objet de cette étude, l'idée n'est pas ici de suggérer qu'elle puisse être l'unique ressource utilisée dans le cadre décentralisé de Djibouti, mais d'évaluer *la pertinence de cette ressource au sein de ce contexte*, en particulier dans le cas de l'électrification. La nuance est importante et pose les bases d'une thèse qui se veut l'élément constitutif d'un ensemble de travaux plus large, consacré à l'utilisation de sources renouvelables dans un contexte énergétique décentralisé.

## 2.2 L'énergie photovoltaïque

L'exploitation de l'énergie solaire au travers d'un paradigme décentralisé de l'électrification passe nécessairement par l'utilisation de systèmes intermédiaires permettant de convertir celle-ci en énergie électrique. Si l'analyse détaillée, sur le plan spatio-temporel, du gisement existant à Djibouti peut déjà donner un aperçu des potentialités en matière de production d'électricité dans les zones rurales, cette même production dépend fortement des moyens de conversion utilisés. C'est là le nœud central de la distinction entre potentiel en amont et énergie finale en aval, plus important encore pour les ressources renouvelables que pour les combustibles fossiles en raison de leurs spécificités géographiques, et sur lequel nous reviendrons en fin de chapitre. Pour l'heure, il apparaît essentiel, subséquentement à l'explicitation de la ressource, de préciser quels seront les moyens de conversion dont nous allons mettre en œuvre la modélisation au sein de ces travaux.

### 2.2.1 Rayonnement solaire

Ce que l'on appelle communément énergie solaire représente, en fait, la part de l'énergie en provenance du soleil captée par la Terre (45 %) sous forme de rayonnement électromagnétique. Le reste de l'énergie pourvue par celui-ci (55 %) est soit directement réfléchi dans l'espace (30 %), soit converti dans l'atmosphère ou utilisée pour la photosynthèse (25 %), donnant ainsi naissance aux autres ressources renouvelables telles que les énergies éolienne et hydraulique, la houle ou la biomasse. En outre, il est intéressant de noter que les combustibles fossiles, qui sont principalement des résidus de

la végétation luxuriante du carbonifère, sont eux-mêmes indirectement issus du soleil (Ben Ahmed *et al.*, 2011).

L'énergie solaire est la ressource la plus abondante qui existe sur Terre, la part interceptée par celle-ci chaque année représentant environ 10 000 fois la consommation annuelle d'énergie primaire de l'humanité (Arvizu *et al.*, 2011). De celle-ci, le rayonnement solaire représente, comme on a pu le voir dans le TABLEAU 1.2, la portion la plus importante, deux heures d'éclairage correspondant aux besoins annuels présents en énergie primaire. Dans la suite, les termes *énergie solaire* et *rayonnement solaire* seront utilisés indistinctement pour désigner la même entité.

### 2.2.2 Les systèmes solaires de conversion

De nombreux systèmes existent pour convertir le rayonnement solaire à disposition, bien que l'on puisse noter qu'avant toute utilisation active de l'énergie solaire, l'homme a utilisé et utilise encore majoritairement cette énergie de manière passive. Ainsi, au niveau de l'architecture, l'orientation, l'inclinaison, le type ou encore l'épaisseur des parois induiront un stockage et une distribution naturels de l'énergie solaire au sein d'un bâtiment, que ce soit en matière d'énergie thermique ou tout simplement d'éclairage (Liébard et De Herde, 2005c). On retrouve également ce type d'utilisation dans d'autres domaines, comme l'agriculture, où le soleil permet notamment le « séchage » de certains produits comme le blé, le riz ou le café, ou encore la culture du sel, où celui-ci est récolté après évaporation de l'eau de mer dans les marais salants, sous l'effet conjugué du soleil et du vent. Cette utilisation passive de l'énergie solaire est probablement la plus ancienne dont on puisse trouver trace dans l'histoire de l'humanité.

À l'inverse, les systèmes de conversion sont des systèmes actifs qui utilisent des éléments mécaniques, optiques ou électroniques afin de convertir l'énergie solaire en énergie thermique, mécanique ou électrique. On peut en distinguer plusieurs types principaux (Arvizu *et al.*, 2011) :

**Les modules photovoltaïques :** ils convertissent une partie du spectre du rayonnement solaire en électricité. Ce sont ces systèmes qui nous intéresseront dans la suite de cette thèse.

**Les capteurs solaires thermiques :** ce sont des panneaux, dans lesquels circule un fluide caloporteur, qui captent et convertissent le rayonnement solaire en chaleur, celle-ci étant ensuite transférée dans un réservoir de stockage calorifugé. Ce sont généralement des systèmes de faible taille permettant notamment de chauffer l'eau des résidences individuelles ou collectives.

**Les centrales solaires thermodynamiques :** ces infrastructures de taille plus ou moins importante sont composées de collecteurs solaires (miroirs plans, miroirs cylindro-paraboliques, miroirs paraboliques ou miroirs de Fresnel) qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur central (*tour solaire*) ou directement sur un tube dans lequel circule le fluide caloporteur. L'énergie thermique ainsi accumulée peut être transférée, au moyen d'un échangeur, dans une machine thermique classique pour être transformée en énergie mécanique, elle-même étant convertible en énergie électrique. (Viebahn *et al.*, 2010)

**Les cuiseurs solaires :** ce sont des systèmes à concentration de faible taille, typiquement un miroir parabolique simple ou composé d'une multitude de miroirs plans, utilisés pour la cuisson des aliments. Le ou les miroirs concentrent le rayonnement solaire au niveau du foyer où est placé le réceptacle accueillant les aliments à cuire. Dans les pays pauvres, ces systèmes peuvent notamment être utilisés comme alternative au bois ou au fuel, qui sont les combustibles habituellement utilisés pour la cuisine. (Wentzel et Pouris, 2007)



**Les climatiseurs solaires :** ce sont des machines frigorifiques pouvant fonctionner sur des cycles de réfrigération à absorption (Bermejo *et al.*, 2010) ou adsorption (Clausse *et al.*, 2008), dans lesquelles un collecteur solaire sert de *source chaude* en accumulant l'énergie thermique au sein d'un fluide caloporteur.

On peut constater que l'énergie solaire couvre un large spectre d'applications. Par ailleurs, si l'on excepte la conversion électrique photovoltaïque, on constate que c'est sous la forme d'énergie thermique qu'elle est la plus présente, soit en étant couplée à des systèmes thermodynamiques classiques dans le but de produire un travail, soit en étant utilisée comme simple source de chaleur (chauffage, cuisson).

### 2.2.3 Le choix de l'énergie photovoltaïque pour la production décentralisée d'électricité

En matière de production d'électricité, deux types de systèmes existent à l'heure actuelle et utilisent deux technologies différentes, respectivement le solaire à concentration (CSP) et la conversion photovoltaïque (PV). Comme nous venons de le voir, la première technologie consiste, en quelque sorte, dans le remplacement de la chaudière à combustible d'une centrale thermique classique par un concentrateur solaire, et passe par deux conversions successives, de l'énergie thermique en énergie mécanique puis en électricité. À l'inverse, la technologie photovoltaïque ne s'appuie ni sur l'utilisation thermique du rayonnement solaire ni sur des éléments mécaniques, mais sur la propriété d'une jonction de semi-conducteurs qui, soumise à un éclairage, produit un courant électrique. Si les deux procédés reposent sur des systèmes intrinsèquement différents, ces derniers n'acceptent pas non plus exactement le même type de rayonnement en entrée, puisque la concentration repose exclusivement sur le rayonnement solaire *direct* pendant que les modules PV convertissent le rayonnement *global*. La nuance est importante, car, dans le cas des équipements CSP, il est nécessaire que les miroirs constituant le collecteur suivent au mieux la course du Soleil, afin de toujours réfléchir les rayons solaires vers le foyer où se trouve le fluide caloporteur ; à la différence des panneaux PV qui, bien que leur production d'électricité soit plus importante en cas de suivi, peuvent parfaitement fonctionner tout en gardant leur orientation et leur inclinaison fixées. De même, les installations PV sont capables de fonctionner avec la portion du rayonnement diffusée par l'atmosphère, ce qui, à l'inverse des systèmes CSP qui dépendent de la qualité du rayonnement direct, leur permet de continuer à fonctionner, même lorsque les conditions climatiques sont dégradées (présence de nuages ou d'aérosols). Enfin, les collecteurs utilisés dans les installations CSP nécessitent également un entretien régulier, le dépôt de poussières sur leur surface (particules en suspension, sable) pouvant fortement altérer le coefficient de réflexion des miroirs, et donc leur capacité à concentrer le rayonnement.

Cette différence de « complexité », mécanique et technique, entre les deux technologies est à replacer dans le contexte d'une électrification décentralisée, qui concerne par définition des zones rurales difficiles d'accès et où ce sont donc la modularité, la fiabilité et la simplicité d'utilisation qui priment. De même, cette électrification étant encore naissante, il est très probable que les différents systèmes PV de faible taille destinés aux petites applications comme l'éclairage, tels que les SPS (*solar PV pico systems*) et SHS (*solar home systems*) (REN21, 2012), soient plus particulièrement adaptés. Par ailleurs, on s'aperçoit que les données de rayonnement solaire direct normal (DNI), nécessaires à la modélisation des systèmes à concentration, ne sont pas aussi aisément récupérables que celles du global ou tout du moins pas avec la même précision. En étant estimées soit par l'utilisation de modèles radiatifs aux paramètres très spécifiques (Madkour *et al.*, 2006), soit à partir de données satellitaires

couvrant de grandes zones mais trop peu précises (Schillings *et al.*, 2004a,b), soit par décomposition du rayonnement global lui-même (López *et al.*, 2000), les données de DNI couvrant d'importantes surfaces géographiques ne paraissent en effet pas aussi fiables. Dans tous les cas, la validation des estimations par des mesures au sol, rendue nécessaire du fait qu'aucune étude solaire n'a jamais été réalisée à Djibouti (Ahmed Aye, 2009), est elle aussi beaucoup plus délicate pour le direct normal, en raison du coût particulièrement élevé des pyrhéliomètres devant celui des pyranomètres (López *et al.*, 2000).

Cependant, au-delà même de ces considérations purement techniques, il est très intéressant de noter que, de la même façon que l'énergie solaire est, pour le moment, la principale ressource renouvelable utilisée dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne, les systèmes PV sont également prépondérants. Si sur le plan de la production d'électricité d'origine solaire, cela apparaît très clair avec une capacité PV installée dans le monde 40 fois supérieure à celle du CSP (REN21, 2012), cela l'est tout autant vis-à-vis des autres systèmes renouvelables dans le cadre de l'électrification rurale sur le continent africain (Karekezi et Kithyoma, 2002). Dans un but déjà avoué de généralisation de l'étude de planification à toute la région, mais aussi dans l'optique de prendre du recul et d'exercer un regard critique sur l'adoption automatique de ces systèmes et la politique incitative associée (Bugaje, 2006 ; Chineke et Ezike, 2010), il apparaît légitime de se focaliser plus spécialement sur cette technologie. Encore une fois, il ne s'agit évidemment pas ici de considérer l'énergie photovoltaïque comme la seule et unique solution, mais d'analyser l'apport de ces systèmes dans un contexte décentralisé de la production d'électricité.

## 2.2.4 Les systèmes photovoltaïques

L'analyse détaillée de l'intégration de la technologie photovoltaïque dans le cadre de l'électrification « solaire » décentralisée en République de Djibouti sera l'objet du dernier chapitre de cette thèse ; nous allons donc nous intéresser ici à l'état actuel de la filière et aux systèmes PV fréquemment rencontrés. L'élément central d'une installation PV est bien évidemment le ou les modules PV, eux-mêmes constitués de cellules photovoltaïques dont la technologie, finalement assez ancienne, aura profité, au même titre que les autres ressources renouvelables, de circonstances politico-énergétiques favorables (*cf.* section 1.1.2.2) pour revenir au tout premier plan ces dernières années.

### 2.2.4.1 Aperçu historique et technologique de la conversion photovoltaïque

La technologie photovoltaïque consiste en la production d'un courant électrique à partir de matériaux semi-conducteurs placés sous éclairage. S'il a fallu attendre 1905 et Albert Einstein pour théoriser l'effet photoélectrique, la première manifestation de ce type de phénomène fut découverte par le Français Becquerel en 1839, avec l'effet photogalvanique dans les électrolytes liquides. Ce ne fut, en revanche, que bien plus tard, en 1883, que l'Américain Fritts mit au point la première cellule solaire, constituée d'un film de sélénium ; il faudra patienter plus longtemps encore pour voir éclore l'ère moderne de l'énergie photovoltaïque, à partir de 1954, lorsque des chercheurs du laboratoire Bell aux États-Unis découvrent accidentellement qu'une jonction *pn* produit une tension lorsque qu'elle est éclairée. Initialement utilisées dans l'industrie spatiale comme support énergétique des satellites, pour la première fois avec Vanguard, satellite lancé par la NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) en 1958, les premières cellules photovoltaïques commerciales voient le jour dans les années 1970. En 1972 se déroule ainsi une conférence sur la technologie photovoltaïque incluant pour

la première fois une session sur les applications terrestres et, comme pour les autres ressources renouvelables, le premier choc pétrolier de 1973 achève de lancer complètement la technologie sur le marché (Hegedus et Luque, 2003). Cependant, il faudra encore attendre une trentaine d'années et la ratification du Protocole de Kyoto avant d'assister au véritable essor de l'énergie photovoltaïque.

Sur le plan technique, le cœur d'une cellule photovoltaïque se situe dans la jonction de deux ou plusieurs couches de semi-conducteurs *dopés*, classiquement appelée jonction *pn*. Après dopage, la couche *n* possède un excès d'électrons (chargée négativement) et la couche *p*, un défaut d'électrons (chargée positivement), la mise en contact de ces deux couches engendrant alors un champ électrique (ou différence de potentiel). Lorsque la couche *n* de la cellule est exposée à un rayonnement, les électrons de valence arrachés par effet photoélectrique sont récoltés, à l'aide d'une fine grille métallique déposée sous forme de « peigne » sur la couche éclairée, puis entraînés dans le circuit extérieur sous l'action de ce champ électrique, générant ainsi un courant. Une cellule individuelle étant particulièrement fragile et possédant une tension trop faible, elles sont donc connectées en série et encapsulées au sein de *modules* ou *panneaux*, qui seront eux-mêmes, par la suite, connectés en série ou en parallèle en fonction des besoins en courant et en tension d'une installation, constituant ainsi un *champ* photovoltaïque (Labouret et Villos, 2006).

#### 2.2.4.2 Marché

Sans conteste, le marché du photovoltaïque a réellement commencé à prendre son essor à partir des années 2000 et des différentes mesures incitatives issues du Protocole de Kyoto. En effet, de 20 %/an entre 1996 et 2001, la croissance annuelle moyenne de la capacité PV installée dans le monde n'aura ensuite eu de cesse d'augmenter, passant de 32 %/an entre 2001 et 2006 à 58 %/an entre 2006 et 2011. Au final, en 11 ans, la puissance installée dans le monde aura été multipliée par presque 50, passant d'environ 1,5 GW en 2000 à 70 GW en 2011 (REN21, 2012) ; à noter que cette croissance doit avant tout beaucoup à l'Union européenne qui représente aujourd'hui plus de 70 % de la capacité mondiale installée, contre 17,5 % en 2002 (Jäger-Waldau, 2012 ; Observ'ER, 2005). Actuellement, le leader mondial sur le marché des installations photovoltaïques n'est autre que l'Allemagne, qui comptait 25 GW de puissance installée en 2011 soit 36 % de la capacité mondiale ; venaient ensuite respectivement l'Italie (13 GW), le Japon (4,9 GW), l'Espagne (4,5 GW), les États-Unis (4 GW) et la Chine (3,1 GW). La FIGURE 2.3 (a) présente l'évolution de la capacité installée, globale et par zones géographiques, au cours de la dernière décennie. Au niveau de la production des cellules photovoltaïques, si le Japon était un leader incontestable avant 2005, la deuxième moitié de la décennie aura vu l'avènement de la Chine et, dans une moindre mesure, de Taïwan qui, à elles deux, produisent aujourd'hui plus de la moitié des cellules dans le monde. Comme le montre la FIGURE 2.3 (b), la production mondiale de cellules photovoltaïques a suivi, au cours de ces dix dernières années, la croissance de la capacité installée, atteignant en 2011 environ 35 GW de cellules/modules produits à travers le globe.

Le matériau le plus utilisé pour la réalisation des cellules photovoltaïques reste, à ce jour, le silicium cristallin (c-Si), à plus de 85 %. La principale raison de cette forte domination est à chercher du côté du domaine de la microélectronique, dont l'essor s'est avant tout basé sur le silicium. Ainsi, la technologie photovoltaïque naissante aura pu profiter, non seulement de la connaissance déjà accumulée, mais aussi de stocks en silicium et d'équipements de production déjà existants à des coûts compétitifs (Tobías *et al.*, 2003). Le reste du marché est notamment complété par les semi-conducteurs en couche mince, principalement le silicium amorphe (a-Si), le tellurure de cadmium (CdTe) et le diséléniure de cuivre-indium-gallium (Cu(InGa)Se<sub>2</sub>), ainsi que par les cellules à jonction multiple composées d'alliages tels que l'arséniure de gallium (GaAs) ou le phosphore de gallium-indium (GaInP),

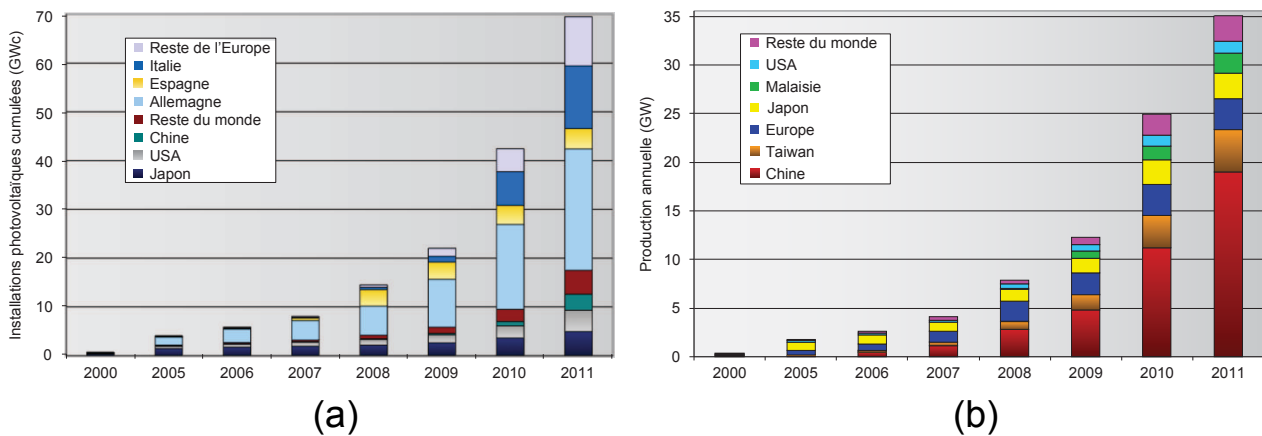


FIGURE 2.3 – Évolution de la capacité photovoltaïque installée (a) et de la production annuelle de cellules/modules (b) dans le monde entre 2000 et 2011 (Jäger-Waldau, 2012).

notamment utilisées dans les technologies photovoltaïques à concentration (Hegedus et Luque, 2003).

Seule une partie du spectre du rayonnement solaire est convertie en électricité, et ce, avec un certain rendement. Typiquement, une cellule photovoltaïque au silicium possède une réponse spectrale comprise entre 0,4 et 1,1  $\mu\text{m}$ , correspondant au rayonnement visible et à une partie de l'infrarouge proche. Les rendements de conversion varient fortement selon les matériaux employés ; ainsi, les rendements industriels des cellules au silicium cristallin se situent aujourd'hui entre 12 et 20 % (14-20 % pour le silicium monocristallin et 12-17 % pour le silicium polycristallin), pendant que les rendements en laboratoire atteignent les 25 % (Jäger-Waldau, 2012 ; Muller, 2007). Les couches minces possèdent, en revanche, des rendements commerciaux beaucoup plus faibles, aux alentours des 10 %, mais présentent certains avantages tels que la réduction des coûts économique et énergétique ou la possibilité de concevoir des cellules flexibles. Par ailleurs, les cellules à jonction multiple, dites aussi multispectrales ou « arc-en-ciel », permettent d'améliorer les rendements de manière significative ; en atteste le rendement expérimental de 36,9 % qui a pu être observé avec une jonction triple du type GaInP/GaAs sur un substrat de germanium (Ge) (Muller, 2007). Associées à une technologie de concentration optique, ces cellules, qui sont capables de supporter un ratio de concentration supérieur à celles au silicium cristallin, peuvent dès lors être utilisées pour des applications énergétiques relativement importantes, tout en assurant un coût économique compétitif des installations (Olson *et al.*, 2003).

On constate donc que si la filière photovoltaïque était encore quelque peu confidentielle au début des années 2000, ce n'est plus le cas aujourd'hui avec une technologie qui semble avoir fait son trou au sein du secteur renouvelable, se diversifiant d'année en année et bénéficiant d'une recherche et d'un développement de pointe. Sur le plan de son utilisation, on comprend par *système photovoltaïque* une installation au sein de laquelle le champ PV considéré servira de générateur électrique et sera combiné à d'autres appareillages électroniques, afin de produire une électricité qui sera soit consommée soit injectée sur un réseau. À l'heure actuelle, on distingue deux principaux types de systèmes sur le marché :

- les systèmes raccordés au réseau ;
- les systèmes autonomes ou non connectés au réseau.

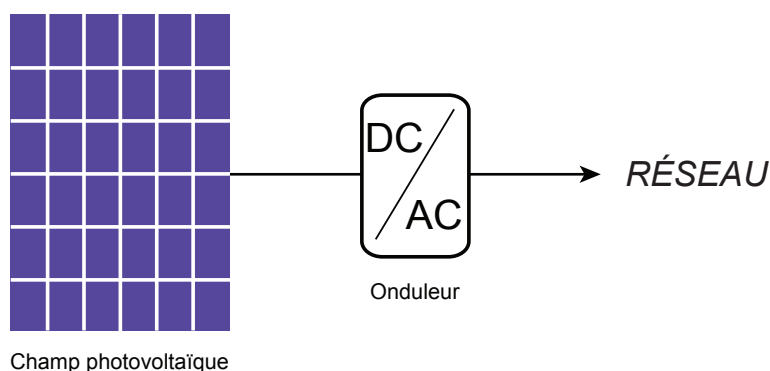


FIGURE 2.4 – Système photovoltaïque connecté au réseau.

### 2.2.4.3 Les systèmes raccordés au réseau

Les systèmes raccordés au réseau sont, actuellement, ceux que l'on rencontre le plus fréquemment ; ce sont aussi probablement les plus fiables et surtout les moins coûteux (Labouret et Villos, 2006). Le système est connecté au réseau électrique local ou national, via le réseau de distribution (*cf.* section 1.2.4.1), sur lequel l'électricité produite est directement injectée ; celle-ci, dans le cas de particuliers ou entreprises, est revendue au fournisseur d'électricité (EDF en France) à un tarif souvent préférentiel, qui peut dépendre de la situation géographique et de la disposition du système (installation au sol, sur toiture, etc.). L'installation se compose d'un champ photovoltaïque ainsi que d'un ou plusieurs onduleurs qui, afin d'harmoniser le système avec le réseau, convertiront le courant continu généré par les modules en courant alternatif. La FIGURE 2.4 présente l'architecture d'un tel système.

Cependant, si, comme nous le verrons par la suite, ces systèmes ont profité d'une ouverture politique indéniable après la ratification du Protocole de Kyoto et les différentes mesures gouvernementales qui en ont découlé, ils restent encore limités sur le plan technique. En effet, l'intermittence de la ressource solaire ne permet pas aux réseaux modernes de réellement tirer parti de la production de ces systèmes, la stabilité d'un réseau étant, avant tout, assise sur l'équilibre permanent entre production et consommation et donc, sur la nécessaire prévisibilité des courbes de puissance qui en découlent. Ce faisant, l'absence d'outils scientifiques performants permettant, pour un site donné, de prédire de manière très précise la radiation solaire instantanée limite, à l'heure actuelle, l'apport réel de ces systèmes dans le bilan énergétique global des réseaux considérés. Plus grave encore, on donne à l'énergie photovoltaïque, comme à l'énergie éolienne, le surnom d'*énergie fatale*, car une trop grande concentration d'installations dans une même région pourrait déstabiliser un réseau, en déséquilibrant le rapport entre production et consommation instantanées. D'ailleurs, en France, pour éviter tout risque de *black out* dans certains réseaux non interconnectés, comme le réseau électrique de Corse, un arrêté limite le taux de pénétration des puissances instantanées d'origine intermittente à 30 % (Électricité De France, 2010). Comme nous avons pu déjà le voir dans la section 1.2.4.2, le meilleur moyen de lisser les courbes de puissance d'origine photovoltaïque est, actuellement, d'associer aux installations des systèmes de stockage ou de pratiquer le foisonnement géographique.

### 2.2.4.4 Les systèmes autonomes

On regroupe sous la dénomination de systèmes *autonomes*, *isolés* ou *non connectés* tous les systèmes alimentant des charges isolées du réseau électrique, et fonctionnant donc en totale autonomie.

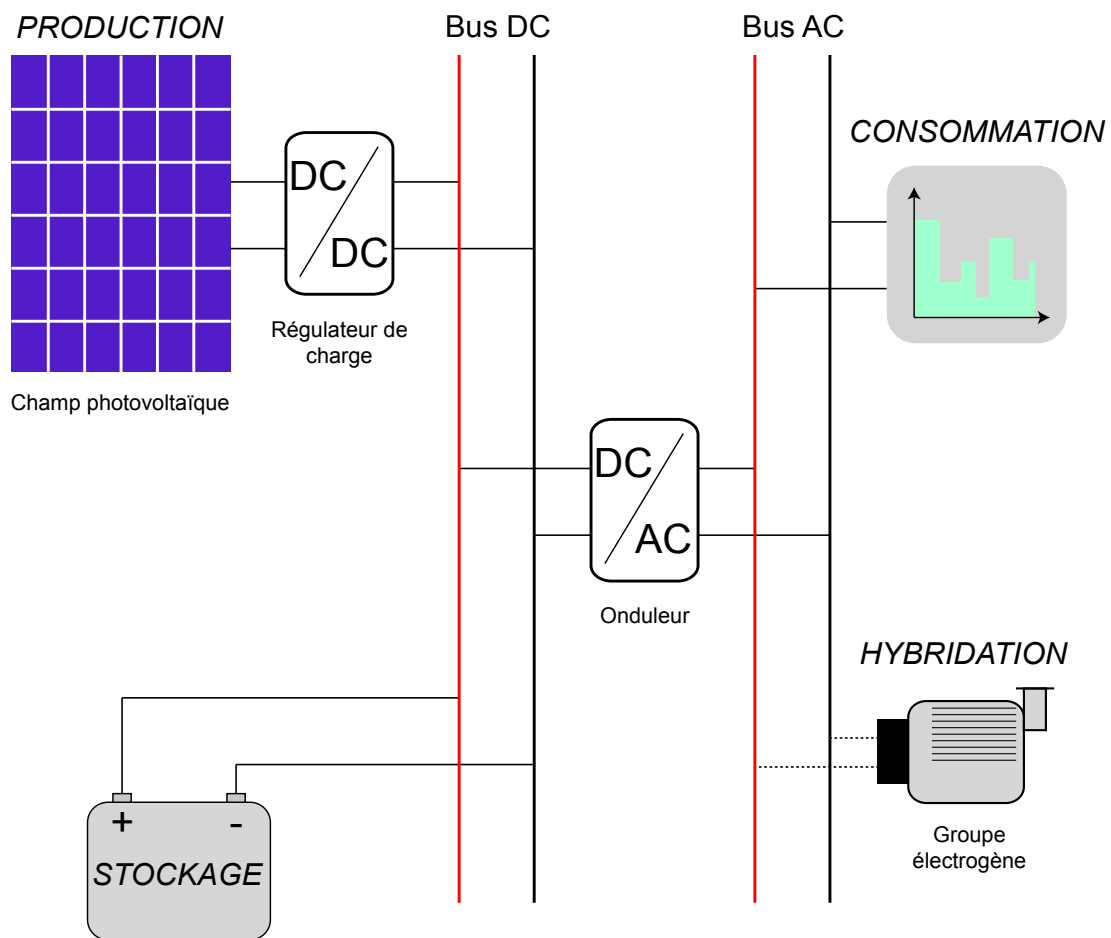


FIGURE 2.5 – Exemple d'architecture d'un système photovoltaïque autonome, pouvant s'hybrider avec l'apport d'un groupe électrogène, dans lequel les éléments de production/stockage sont connectés à un bus DC et la charge à alimenter (consommateur) à un bus AC (Thiaux, 2010).

Parmi ces derniers, on recense trois architectures principales (Labouret et Viloz, 2006) :

**Les systèmes autonomes « au fil du soleil » :** ce sont les systèmes les plus simples et les plus économiques, seulement composés d'un champ PV directement connecté à une charge, éventuellement par l'intermédiaire d'un régulateur/convertisseur. Aucun stockage n'étant intégré à l'installation, la production électrique doit immédiatement être utilisée et est totalement dépendante de l'éclairage ; cela nécessite donc une complémentarité optimale entre l'intrant solaire et les besoins énergétiques. Ce type de système est plus particulièrement adapté au *pompage au fil du soleil* de l'eau dans les zones isolées des régions chaudes (Meah *et al.*, 2008), celle-ci étant alors stockée dans un réservoir la journée à l'aide d'une pompe reliée au générateur PV, avec un débit fonction du rayonnement solaire.

**Les systèmes autonomes avec stockage :** ce sont les systèmes autonomes les plus courants, dans lesquels les panneaux PV sont couplés à un système de stockage, le plus souvent de type électrochimique (batteries). Cette structure permet d'alimenter une charge en continu, le dispositif de stockage étant chargé par le générateur PV le jour, prenant le relais de celui-ci la nuit et servant de réserve énergétique permanente en cas de consommation supérieure à la production. Afin de contrôler les flux d'énergie au sein de l'installation, de protéger les batteries contre

les surcharges ou les décharges profondes, ou encore de faire fonctionner le champ PV à son point de puissance maximale, ces systèmes sont en quasi-permanence équipés d'un *régulateur de charge*. Par ailleurs, s'ils peuvent fonctionner uniquement en courant continu (DC), il est parfois nécessaire d'intégrer un onduleur (convertisseur DC/AC) à l'ensemble pour permettre l'utilisation de récepteurs fonctionnant nécessairement en courant alternatif (AC). Sur le plan du stockage, les systèmes électrochimiques sont de loin les plus utilisés, en particulier les batteries acide-plomb dont la technologie ancienne et maîtrisée est celle qui présente le coût le plus intéressant (Uwe Sauer, 2003) ; d'autres moyens sont cependant aussi à l'étude, notamment à l'Université de Corse, tels que les volants d'inertie ou le couplage électrolyseur et pile à combustible (Darras *et al.*, 2010).

**Les systèmes autonomes hybrides :** cette architecture consiste dans l'intégration d'une ou plusieurs autres sources d'énergie dans un système autonome classique, afin d'améliorer la fiabilité de l'installation et de réduire les coûts d'investissement dans les modules PV et le dispositif de stockage. À l'heure actuelle, le groupe électrogène reste la source d'énergie secondaire la plus courante (Preiser, 2003), du fait de sa souplesse d'utilisation lorsque l'approvisionnement en diesel est aisé, mais d'autres types d'hybridation existent également, tels que le couplage photovoltaïque/éolien (Gergaud, 2002). La complémentarité de différentes ressources au sein d'un même système peut en effet permettre d'éviter les possibles délestages et de recharger les batteries ; dans le cas d'un appareillage spécifique nécessitant une puissance importante, l'utilisation d'un groupe électrogène apparaît aussi particulièrement pertinente.

La FIGURE 2.5 décrit l'architecture possible d'un système PV autonome avec stockage, pouvant devenir hybride en y ajoutant un groupe électrogène ; ces travaux se concentrant sur la ressource solaire, les autres possibilités d'hybridation ne seront en effet pas abordées, et la dénomination *système hybride* renverra donc à cette configuration spécifique.

De manière assez évidente, l'utilisation de la technologie photovoltaïque dans un cadre décentralisé de l'électrification repose sur la mise en œuvre de ces systèmes autonomes.

#### 2.2.4.5 Un marché dominé par les systèmes connectés

L'ordre dans lequel ont été abordés les deux principaux types de systèmes PV présents actuellement sur le marché n'est pas anodin ; celui-ci n'est en effet que le reflet de la hiérarchie structurelle qui existe au sein de la filière photovoltaïque, et qui renvoie au contexte politico-énergétique ayant favorisé l'essor des ressources renouvelables ces dernières années. La FIGURE 2.3(a) montrait déjà que le marché des installations photovoltaïques était largement dominé par les pays développés, premiers concernés par les dispositions du Protocole de Kyoto, mais ne détaillait pas le type de systèmes PV installés. Cependant, en observant les caractéristiques énergétiques de ces pays, constitués de réseaux électriques centralisés desservant la quasi-totalité des populations, il est assez aisé d'imaginer quels systèmes ont été finalement privilégiés. Historiquement, les installations PV non connectées auront été majoritaires jusqu'au milieu des années 1990, mais au sein d'un secteur encore complètement embryonnaire (International Energy Agency, 2012 ; REN21, 2012) ; par la suite, les dispositions prises à Kyoto ont, directement et indirectement, exhorté les pays industrialisés à investir dans les énergies renouvelables (United Nations, 1998). À l'orée des années 2000, un grand nombre de mesures incitatives ont donc été mises en place dans ces pays, telles que le *Renewable Energy Sources Act* en Allemagne (Jäger-Waldau, 2012), afin notamment d'atteindre des objectifs fixant un certain prorata de production d'origine renouvelable au sein du panel énergétique (REN21, 2012). Sur le plan de la technologie photovoltaïque, elles ont principalement consisté dans l'apport d'une aide financière

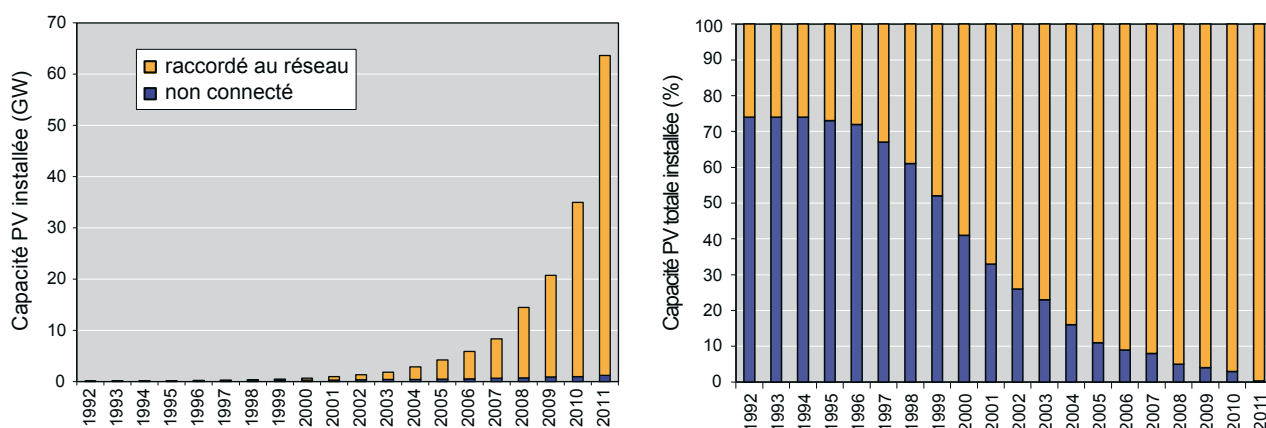


FIGURE 2.6 – Évolution du rapport connecté/non connecté au sein des systèmes PV installés entre 1992 et 2011 dans les pays de l'IEA-PVPS (International Energy Agency, 2012).

d'état destinée à compenser les coûts élevés de celle-ci et à lancer le marché (Avril *et al.*, 2012). Néanmoins, ces subventions publiques se sont avant tout concentrées sur les systèmes raccordés au réseau, par l'intermédiaire de tarifs de rachat de l'électricité produite très avantageux et garantis sur des périodes données (Jäger-Waldau, 2012), alors que, dans le même temps, la filière des systèmes autonomes restait très peu aidée (International Energy Agency, 2012).

Cette politique d'incitation a parfaitement fonctionné puisque la croissance annuelle moyenne de la capacité PV installée n'a cessé d'augmenter ces dix dernières années (*cf.* section 2.2.4.2). Cependant, comme l'indique la FIGURE 2.6, qui présente l'évolution de la filière PV par type de système dans les pays de l'IEA participant à la mission de recherche collaborative IEA-PVPS (*IEA - Photovoltaic Power Systems Programme*), c'est le marché des installations raccordées au réseau qui a réellement décollé tandis que celui des systèmes autonomes restait finalement très confidentiel. De fait, au sein des pays de l'IEA-PVPS, qui constituent à eux seuls 90,9 % de la capacité PV mondiale installée (International Energy Agency, 2012), la configuration raccordée au réseau représente aujourd'hui 98,1 % de la totalité des systèmes photovoltaïques répertoriés ; en 2011, sur les 27 970 MW de puissance PV installés dans ces pays, soit environ 93 % de la puissance mondiale installée au cours de l'année, la part du connecté réseau s'élevait à 99,6 %.

## 2.3 Planifier l'électrification rurale décentralisée à l'aide de systèmes photovoltaïques à Djibouti

Tel que nous venons de le détailler, l'exploitation de l'énergie solaire, par le biais de la technologie photovoltaïque, et dans un modèle décentralisé de production d'électricité, s'avère être un choix relativement pertinent dans l'optique de réduire la pauvreté multidimensionnelle des populations rurales de la République de Djibouti. Seulement, même si cette solution se révèle être intéressante *a priori*, il est indispensable de mettre en place une étude approfondie destinée à confirmer ou infirmer la validité de cette dernière, en estimant son degré de pertinence à travers le territoire. Cependant, dans un premier temps, et avant d'explicitier les étapes de cette analyse, il est important d'appréhender le contexte actuel de la filière PV dans le cadre de l'électrification décentralisée.



### 2.3.1 L'énergie photovoltaïque et l'électrification décentralisée

Ainsi que nous l'avons déjà présenté dans la section 1.2.4, l'apport des énergies renouvelables au niveau de la production d'électricité diffère d'un paradigme à l'autre, entre pays développés et pays subsahariens, entre *production décentralisée* raccordée aux réseaux électriques et *électrification décentralisée* des populations rurales. Du point de vue de l'énergie photovoltaïque, cette dernière s'appuie donc nécessairement sur la mise en place de systèmes autonomes, qui peuvent alors être utilisés individuellement ou bien intégrés à des *microréseaux* BT ou MT isolés, regroupant consommateurs, sources de production (renouvelables ou conventionnelles) et dispositifs de stockage (Li, 2009). Cette configuration en réseau local ne fera cependant pas l'objet de notre étude, celle-ci se focalisant davantage sur l'usage individuel de ces systèmes, tel que l'électrification des foyers (SHS) ou des lieux et espaces publics (écoles, services de santé, etc.), destinés à réduire certaines des privations subies par les populations rurales considérées (cf. section 1.2.1.3).

Au sein de la filière photovoltaïque, nous avons pu voir que la ratification du Protocole de Kyoto était directement à l'origine de l'inversion du rapport de force entre systèmes autonomes et systèmes connectés à la fin des années 1990. Les différentes législations nationales qui en ont découlé ont effectivement instauré un cadre de développement spécifique, presque uniquement orienté vers le raccordement de la production PV aux réseaux électriques des pays industrialisés. Désormais, le marché des systèmes isolés se réduit à sa plus simple expression, soit environ 2 % de la capacité PV totale installée dans le monde (REN21, 2012), dont les 85 % localisés dans les pays développés (International Energy Agency, 2012) rappellent que ces systèmes n'ont, de plus, toujours pas rencontré leur marché. En ce sens, la filière photovoltaïque est totalement émergente en Afrique (Jäger-Waldau, 2012) : bien que peu de données soient disponibles, on peut estimer à moins de 200 MW la capacité PV installée actuellement sur le continent (Masson *et al.*, 2012 ; Tesk et Masson, 2011), principalement répartie dans de petites applications autonomes de type SHS.

En toute logique, on peut évaluer le degré d'expertise nationale ou internationale vis-à-vis d'un secteur énergétique spécifique à l'état d'avancement technique de celui-ci, c.-à-d. aux applications concrètes réalisées localement ou à travers le monde. Comme exemple, on peut notamment citer l'Islande, aujourd'hui leader mondial dans le domaine de la production d'énergie d'origine géothermique (REN21, 2012), et dont l'autorité sur cette technologie est telle qu'elle a incité la République de Djibouti à faire appel aux compétences de ce pays (Ahmed Aye, 2009). Dans le cadre de l'électrification des populations rurales d'Afrique subsaharienne, l'énergie photovoltaïque est actuellement la ressource renouvelable la plus utilisée sur le terrain et la plus préconisée dans les études scientifiques (cf. section 2.2.3). Malgré cet état de fait, il n'en reste pas moins que les systèmes les plus adaptés à l'électrification de la région sont aussi les moins développés sur le plan global et très majoritairement localisés dans les pays les plus riches. Substantiellement, se pose donc la question essentielle du retour d'expérience et du savoir-faire au sein de la filière autonome des applications PV, et ce, plus particulièrement dans le contexte spécifique des pays subsahariens.

Le stockage, couplé à une source intermittente, est l'élément essentiel qui différencie la configuration autonome de celle raccordée au réseau : c'est donc le premier point à prendre en considération sur le plan du niveau de compétences au sein de la filière. Le second facteur touche aux conditions spécifiques dans lesquelles les systèmes sont amenés à fonctionner, qu'elles soient climatiques (performance des systèmes), environnementales (dégradation) ou encore humaines (formation d'opérateurs locaux pour la maintenance des systèmes) ; tout ou partie de ces conditions diffèrent en effet assurément en Afrique subsaharienne de celles qui régissent le fonctionnement de la majorité des applications autonomes existantes, installées dans des régions où le niveau de vie est très élevé et le

climat souvent plus clément. Une analyse des thématiques privilégiées et des travaux présentés ces dernières années lors de la Conférence européenne sur l'énergie solaire photovoltaïque (*European Photovoltaic Solar Energy Conference*) donne un aperçu des moyens attribués par la recherche et le développement à ces critères. Ils représentaient ainsi environ 8 % de l'ensemble des communications orales de l'opus 2012 (EU PVSEC, 2012), la moitié des présentations portant sur les dégradations des modules PV, le reste étant dédié au stockage (2 %) et aux applications autonomes en elles-mêmes (2 %). Seulement, si ces chiffres confirment la spécificité structurelle du marché de la technologie PV, c'est la mise en relation de ces deux trames, correspondant donc à l'analyse du fonctionnement des systèmes isolés (modules + stockage + électronique) dans les conditions spécifiques qui nous intéressent ici (climat aride ou tropical, pays peu développés), qui semble ne faire l'objet d'aucune réelle expérimentation.

#### 2.3.2 Un outil d'aide à la décision

Dans le premier chapitre, nous avons observé que le contexte politico-énergétique ayant assuré le nouvel essor des énergies renouvelables était très spécifique, les définissant davantage comme des alternatives aux moyens de production conventionnels. L'énergie photovoltaïque, comme nous venons de l'apercevoir, confirme ce phénomène avec une filière qui, à l'origine, était principalement concentrée sur les applications autonomes avant que la conceptualisation politique du développement durable ne renverse la situation au profit des systèmes raccordés au réseau. En Afrique subsaharienne, la corrélation entre électricité et développement (*cf.* section 1.2.1.3) et l'important potentiel solaire de la région (*cf.* section 2.1.3) sont sans aucun doute à l'origine de l'intérêt suscité par cette énergie. De fait, du point de vue de l'électrification décentralisée des populations rurales de la région, ces dernières années ont vu l'établissement d'un parangon politico-énergétique au sein duquel la technologie PV est devenue la ressource renouvelable la plus exploitée (Bugaje, 2006 ; Chineke et Ezike, 2010 ; Karekezi et Kithyoma, 2002). Néanmoins, bien que des programmes d'électrification PV aient été lancés dans presque tous les pays subsahariens, avant tout sur les recommandations d'experts issus des pays industrialisés, la capacité PV actuelle ainsi que le taux d'électrification rural de la région n'invitent pas réellement à l'optimisme, et posent la question primordiale de la pérennité desdits programmes (Karekezi et Kithyoma, 2002).

Cette analyse induit deux préceptes fondamentaux vis-à-vis de l'exploitation de l'énergie PV dans la région : celle-ci doit être planifiée et non pas mise en œuvre *de facto*, et les politiques énergétiques associées doivent être réfléchies en regard des spécificités du contexte considéré et non pas issues de pays aux problématiques radicalement différentes. La conjonction de ces deux principes forts traduit la volonté de cette thèse d'évaluer l'apport des applications PV autonomes à l'électrification des populations rurales de Djibouti, tout en se positionnant avant tout comme une force de proposition. Pour le moment, le manque de cohérence dans la politique énergétique du pays, le dernier plan national remontant notamment à 1987, nécessite une réorganisation profonde du secteur qui va donc devoir s'appuyer sur un certain nombre d'études fiables (Ahmed Aye, 2009). Puisqu'aucun organisme (scientifique, politique, etc.) n'est en droit de s'approprier le développement d'un pays en lieu et place de son peuple et des institutions qui le représentent, cette recherche se veut donc un outil objectif d'aide à la décision, vouée à faciliter la future planification énergétique globale mise en œuvre en République de Djibouti.

### 2.3.3 Une planification en deux phases

Le but de cette étude est d'estimer avec précision le potentiel énergétique des applications PV à travers le territoire, afin de pouvoir notamment évaluer la concordance de la ressource avec les différentes zones rurales du pays. Dans l'optique de pouvoir mesurer le *productible* disponible, typiquement le potentiel de production d'électricité par unité de puissance PV nominale (le plus souvent en kWh/kWc), il est nécessaire de connaître l'intrant énergétique, à savoir ici le gisement solaire. Dans un premier temps, il va donc s'agir, au sein des chapitres 3 et 4, de cartographier le potentiel solaire, c.-à-d. construire l'*atlas solaire* du pays, et ce d'autant plus qu'aucune étude consacrée à ce dernier n'a encore été réalisée (Ahmed Aye, 2009).

L'évaluation du seul gisement n'est cependant pas suffisante, du fait du couplage immanent qui existe entre ressource et moyen de production, et nécessite donc de prendre en compte le fonctionnement intrinsèque de ces derniers afin d'avoir une réelle idée de leur potentiel. De plus, si l'étude de planification repose sur le critère énergétique, sa portée décisionnelle n'apparaît distinctement que si la capacité de production PV estimée est ramenée à un même point de comparaison, en vue d'appréhender l'efficacité relative de cette solution. Cela impose donc de replacer ce travail dans une perspective plus large, en prenant en considération d'autres critères, notamment technique, géographique et surtout économique. C'est ce qui constituera la deuxième étape de ce travail, et l'objet du dernier chapitre : dédié aux systèmes eux-mêmes, et aux modules plus particulièrement, celui-ci s'attachera aux facteurs, autres que l'énergie solaire, conditionnant leurs performances, ainsi qu'à la modélisation de ces derniers.

## Conclusion

Le contexte djiboutien est sans conteste très symbolique des difficultés sociales, économiques et énergétiques rencontrées par la grande majorité des pays de la région, qui sont ici amplifiées par l'éloignement géographique des populations considérées vis-à-vis de la capitale du pays. Sans pour autant être les seuls facteurs, l'accès à l'électricité plus faible et l'approvisionnement en combustible plus difficile influent directement sur les conditions de vie des zones rurales, où les privations apparaissent donc plus importantes qu'en milieu urbain. La forte dissémination de ces populations à travers le territoire, leur accessibilité très restreinte et la faiblesse structurelle du réseau électrique actuel nécessitent une évolution du modèle centralisé vers le modèle décentralisé de production d'électricité.

Dans cette optique, les récents travaux de Ahmed Aye (2009) ont indiqué un important potentiel en ressources renouvelables à travers le territoire, en particulier géothermique et solaire. Si la première nommée devrait assurer la stabilité du réseau national à long terme, la seconde, associée à la technologie photovoltaïque, se révèle être une solution intéressante pour l'électrification des populations rurales. Comme les autres énergies renouvelables, cette technologie relativement ancienne aura profité du contexte politico-énergétique favorable pour se développer à partir des années 1970, puis de l'avènement du concept de développement durable pour véritablement se lancer sur le marché. Sur le plan de l'électrification rurale, les politiques et stratégies énergétiques des pays d'Afrique subsaharienne ont donné la priorité à ces systèmes ces dernières années.

Cependant, l'intérêt limité du marché pour ces applications spécifiques, d'une part, et le faible impact apparent des campagnes d'électrification PV sur le continent, d'autre part, démontrent qu'une étude de planification énergétique est indispensable pour assurer la pérennité de ces systèmes à long terme. Dans le même temps, cette dernière n'a pas vocation à imposer un quelconque modèle de

développement, mais se présente avant tout comme une force de proposition, un outil d'aide à la décision à destination des principaux acteurs concernés, en l'occurrence ici les institutions djiboutiennes. Se décomposant en une phase d'estimation du gisement solaire disponible à travers le pays, et une phase consacrée à l'analyse de l'efficacité des systèmes PV dans le contexte de l'électrification rurale décentralisée, celle-ci fera donc l'objet des trois prochains chapitres.



## Développement et validation du premier atlas solaire de la République de Djibouti

*Il Sole, con tutti i pianeti che gli ruotano attorno e da esso dipendono, può ancora maturare un grappolo d'uva come se non avesse nient'altro da fare nell'Universo.*

Dialogo sopra i due massimi sistemi del mondo

Galileo Galilei

### RÉSUMÉ

---

Évaluer la pertinence des systèmes photovoltaïques dans l'optique d'une électrification décentralisée des populations rurales de la République de Djibouti nécessitait, dans un premier temps, d'estimer le niveau et la répartition de la ressource solaire au sein du pays. Pour cela, nous avons construit un atlas de l'irradiation solaire incidente sur le territoire à partir du modèle satellitaire d'estimation du rayonnement développé par le centre OSI SAF dépendant de l'organisation EUMETSAT. Ce modèle produit, à partir d'une caractérisation de l'atmosphère (transmittance et facteur de nébulosité) et du calcul du rayonnement solaire extraterrestre, une cartographie du flux solaire global incident sur un plan horizontal au sol, au pas horaire et à la résolution de  $0,1^\circ$ . Après traitement des données originelles, et en s'appuyant sur une procédure d'intégration basée sur l'utilisation de l'indice de clarté, nous avons alors pu retrouver l'irradiation horaire pour toute la zone sur la période 2008-2011. L'atlas solaire du pays constitue ainsi une base de données spatiotemporelles pouvant être utilisée ultérieurement dans des études de modélisation énergétique, et dont on peut dégager une cartographie du gisement solaire moyen disponible sur le territoire. Par ailleurs, afin de valider les estimations ainsi réalisées, et du fait de l'absence de mesures *in situ* existantes, nous avons mis en place, entre 2010 et 2013, un réseau pyranométrique temporaire composé de deux stations météorologiques installées sur quatre sites présentant des caractéristiques distinctes. Les résultats de la comparaison effectuée entre les mesures ainsi relevées sur le terrain et les estimations de l'atlas ont montré que ces dernières affichaient une bonne précision, avec notamment, pour l'irradiation journalière, une erreur relative maximale de 8,05 % et un coefficient de corrélation minimal de 0,8892. Finalement, les cartes extraites de l'atlas révèlent que le pays présente, avec une irradiation moyenne de  $5,87 \text{ kWh/m}^2$  par jour, l'un des gisements solaires les plus importants au monde, dont la variabilité reste en outre assez faible, aussi bien dans l'espace, avec un écart-type journalier de  $0,229 \text{ kWh/m}^2$ , que dans le temps, celui-ci évoluant sur l'année entre  $5 \text{ kWh/m}^2$  et  $6,7 \text{ kWh/m}^2$  par jour.

---

## Introduction

Le premier chapitre nous a permis, d'une part, d'appréhender le contexte politico-énergétique global de l'Afrique subsaharienne ainsi que la place actuelle des énergies renouvelables dans celui-ci, et, d'autre part, de redéfinir en partie les contours de cette approche originelle. Le second chapitre a ensuite exposé le cas plus spécifique de la République de Djibouti, pays servant de *support empirique* à cette thèse, dont les résultats se veulent en effet réutilisables dans le reste du continent, et proposé une exploitation de l'énergie photovoltaïque dans le cadre d'une production décentralisée d'électricité. Dans cette optique, nous nous proposons de planifier l'utilisation de cette ressource, ou autrement dit d'évaluer son potentiel énergétique, technique et économique, afin non seulement de développer un outil de prise de décision destiné aux instances djiboutiennes concernées, mais également d'assurer la pérennisation des futures installations.

Comme pour tout système énergétique, et d'autant plus dans le cas d'une source renouvelable, la première étape essentielle du développement d'un tel outil est l'évaluation du gisement disponible. Dans le cas de la technologie de conversion photovoltaïque, il s'agit donc de retrouver l'intrant énergétique, à savoir le flux solaire atteignant le territoire. En ce sens, il est non seulement nécessaire de connaître l'importance du rayonnement au sol mais également sa répartition géographique : l'idée a donc été de réaliser la cartographie du potentiel solaire de Djibouti, un *atlas solaire*, permettant, dans un premier temps, d'évaluer aussi bien la pertinence de la ressource solaire que son adéquation avec la localisation des populations rurales à travers le territoire.

Au demeurant, de même qu'un grand nombre de pays africains (Diabate *et al.*, 2004), Djibouti ne possède aucune base de données de rayonnement au sol (Ahmed Aye, 2009), d'où l'absence totale d'une quelconque cartographie solaire nonobstant les systèmes renouvelables déjà installés sur le territoire. Par conséquent, nous avons développé un atlas du gisement solaire disponible dans le pays, sur la période 2008-2011, à partir d'un modèle d'estimation du rayonnement par satellite, puis validé les résultats définitifs de ce processus en réalisant une campagne de mesures au sol entre 2010 et 2013. Ce chapitre détaille ainsi les différentes étapes de cette démarche, à savoir le modèle satellite utilisé, la procédure suivie pour élaborer l'atlas solaire de la République, la validation des estimations de ce dernier à l'aide des mesures effectuées au sol, et enfin, l'élaboration des cartographies annuelle et mensuelles du potentiel solaire du pays.

### 3.1 Le modèle satellite de rayonnement OSI SAF

Nous avons vu dans le chapitre précédent que la République de Djibouti ne possédait aucune base de données, et donc aucune cartographie, du gisement solaire disponible à travers le territoire. L'évaluation de la ressource étant indispensable dans l'optique d'une planification énergétique, il a donc été nécessaire de trouver une solution permettant de mesurer ou d'estimer le rayonnement au sol dans le pays. Comme nous allons l'explicitier dans cette section, nous avons décidé d'appuyer notre étude sur le modèle satellite développé par le consortium OSI SAF (*Ocean & Sea Ice Satellite Application Facility*). Ce dernier permet de retrouver une estimation du rayonnement solaire global horizontal atteignant la surface terrestre, ou donnée SSI (*Surface Solar Irradiance*), pour une zone géographique considérée. À noter que, au travers de ce chapitre et des suivants, nous nous référerons indifféremment au *modèle OSI SAF* ou au *modèle SSI* pour désigner ce processus de production.

### 3.1.1 Le choix d'un modèle satellite

On détaille ici les raisons de l'utilisation d'un modèle satellite, et plus spécifiquement de celle du modèle OSI SAF.

#### 3.1.1.1 Un choix imposé par les spécificités du pays

La première phrase de l'étude de Diabate *et al.* (2004) résume parfaitement la problématique du continent africain en matière de connaissance du potentiel solaire : « c'est un défi que de déterminer le climat solaire en Afrique ». En raison du manque de sites de mesure au sol performants, une estimation précise de la ressource solaire disponible apparaît en effet difficile pour un certain nombre de pays, et les études déjà existantes restent toutefois encore limitées (Drake et Mulugetta, 1996 ; Madhlopa, 2006). De la même façon, le fait qu'aucune donnée sur le long terme ne soit disponible et qu'aucun réseau de mesures n'existe à l'heure actuelle en République de Djibouti a rendu nécessaire l'utilisation d'un modèle satellite d'estimation.

En effet, d'un point de vue scientifique, la construction d'une cartographie solaire cohérente à partir de données *in situ* issues d'un réseau de stations de mesure nécessite que la distance entre ces dernières soit particulièrement faible (Muselli *et al.*, 1998 ; Perez *et al.*, 1997), ce qui n'est, en fin de compte, pratiquement jamais le cas (Paulescu *et al.*, 2013). Parallèlement, de nombreux modèles ont été développés ces dernières années dans le but de retrouver le rayonnement solaire au sol à partir d'images satellitaires (Paulescu *et al.*, 2013), dont la couverture et la résolution ne cessent d'ailleurs de s'améliorer (Lorenzo, 2011). Finalement, ce sont les contraintes logistiques du pays, où le déploiement d'un important réseau de mesures, même temporaire, aurait posé des problèmes à la fois de coût, de maintenance et de protection du matériel, qui nous ont imposé l'utilisation d'une telle modélisation, dont la fiabilité apparaît avérée aujourd'hui (Paulescu *et al.*, 2013 ; Zelenka *et al.*, 1999).

#### 3.1.1.2 Le modèle OSI SAF

Comme nous venons de le dire, un nombre important de modèles d'estimation du rayonnement à l'aide de l'outil satellite ont été développés ces dernières années (Paulescu *et al.*, 2013). Que ce soit le modèle Heliosat (Beyer *et al.*, 1996 ; Rigollier, 2004), ou ceux développés par Zelenka *et al.* (1999), Perez *et al.* (2002), Janjai *et al.* (2005), ou encore Martins *et al.* (2007), ils nécessitent donc tous l'accès aux données mesurées par les satellites en orbite géostationnaire autour de la Terre. Dans le cas de notre étude, la série de satellites couvrant la zone géographique au sein de laquelle se situe Djibouti dépend de l'Organisation européenne pour l'exploitation des satellites météorologiques (EUMETSAT). Nous verrons par la suite que cet organisme s'appuie sur l'expertise d'un certain nombre d'instituts météorologiques européens, parmi lesquels Météo-France, qui est ainsi à la tête du centre de traitement OSI SAF dont la modélisation du rayonnement solaire de surface à partir d'images satellitaires fait partie des principaux axes de recherche. Dès lors, l'Université de Corse entretenant une collaboration scientifique avec l'institut français, nous avons privilégié ce lien existant nous permettant d'exploiter directement les estimations solaires issues du modèle développé par le consortium OSI SAF.



### 3.1.2 Le consortium OSI SAF

EUMETSAT est une organisation européenne intergouvernementale fondée en 1986, spécialisée dans le traitement de données satellitaires relatives à la météorologie et au climat, et dont le siège est situé à Darmstadt en Allemagne (EUMETSAT, 2013). Afin de tirer profit de l'expertise scientifique propre à chaque institut météorologique national des différents états membres, cette organisation a mis en place un réseau de centres de traitement et de développement secondaires, ou SAFs (*Satellite Application Facilities*). Ces 8 services, basés sur une coopération entre plusieurs instituts et hébergés par un service national de météorologie, exploitent les données et images issues d'un certain nombre de satellites et assurent chacun des services opérationnels dans un domaine spécifique (EUMETSAT, 2010 ; Guevel, 2005).

Typiquement, le consortium OSI SAF, créé en 1997, répond à cette philosophie : hébergé par l'institut Météo-France, il regroupe ce dernier ainsi que les organismes Met.no (Norvège), Ifremer (France), DMI (Danemark), KNMI (Pays-Bas) et SMHI (Suède) (Guevel, 2007). Il représente une réponse aux besoins, exprimés aussi bien par les services nationaux de météorologie que par la communauté océanographique, en matière d'analyse de l'interface océan-atmosphère à partir de l'information fournie par les satellites météorologiques en orbite. Il est spécialisé dans la production et la distribution de divers produits satellitaires, caractérisant la surface des océans et les flux radiatifs au-dessus de celle-ci, et relatifs aux paramètres suivants : vent, glace de mer, température de surface, rayonnement de grande longueur d'onde, et rayonnement solaire horizontal (SSI), celui qui nous intéresse donc ici.

### 3.1.3 Satellite MSG-2/Meteosat 9

Les données utilisées à l'heure actuelle par le centre OSI SAF dans l'élaboration de leurs produits proviennent de la série de satellites du programme *Meteosat seconde génération (MSG)*, établi par EUMETSAT en partenariat avec l'Agence spatiale européenne (ESA). Ce programme est constitué de 4 satellites géostationnaires, dont le premier, MSG-1/Meteosat 8, a été lancé le 28 août 2002, et dont le deuxième, MSG-2/Meteosat 9, celui depuis lequel les données SSI traitées dans cette thèse sont issues, a été lancé depuis Kourou le 22 décembre 2005 (Schmetz *et al.*, 2002).

Ce satellite est localisé, dans sa position nominale, au-dessus de l'équateur à 0° de longitude, résultant dans l'observation du disque terrestre décrit par la FIGURE 3.1. L'acquisition de l'image est réalisée par le principal instrument embarqué : le radiomètre imageur SEVIRI (*Spinning Enhanced Visible and Infrared Imager*), qui possède 11 canaux spectraux opérant du visible (2) à l'infrarouge (9), et 1 canal haute résolution à large bande (0,4 – 1,1  $\mu\text{m}$ ). L'image du disque terrestre entier récupérée par les canaux 1 à 11 possède  $3712 \times 3712$  pixels, et une résolution spatiale de 3 km au nadir et d'environ 5 km au niveau de Djibouti (Müller, 2010 ; Schmetz *et al.*, 2002).

Le cycle nominal d'acquisition d'une image par le radiomètre SEVIRI s'étend sur 15 minutes, dont 12 minutes sont consacrées au balayage, ligne par ligne, d'est en ouest et du sud vers le nord, du disque terrestre observé. Ce *scanning* est réalisé par combinaison de la révolution, d'est en ouest, du satellite autour de lui-même et de la rotation graduelle, du sud vers le nord, du miroir plan intégré à l'optique de l'imageur. Les 3 minutes restantes servent à la calibration des canaux infrarouges thermiques, grâce à l'insertion d'un corps noir dans le chemin optique de l'instrument, et au retour du miroir dans sa position initiale (Schmetz *et al.*, 2002).

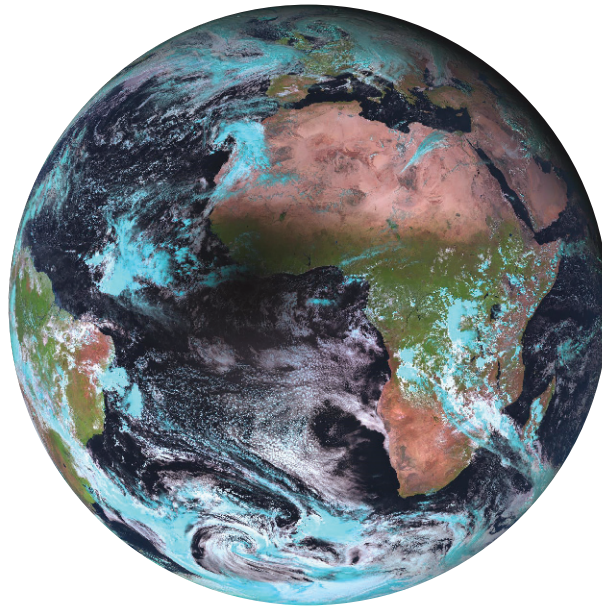


FIGURE 3.1– Zone balayée par le radiomètre SEVIRI embarqué sur les satellites MSG (canaux 1 à 11), dans sa position nominale au-dessus de l'équateur ( $0^\circ$  de latitude) à  $0^\circ$  de longitude. Cliché réalisé le 3 novembre 2013 lors de l'éclipse de Soleil au-dessus du continent africain (EUMETSAT, 2013).

### 3.1.4 Description du processus de production des données SSI

La chaîne de développement du produit SSI, mise en place par le centre OSI SAF afin d'estimer le rayonnement solaire au niveau du sol (Brisson *et al.*, 1999 ; Le Borgne *et al.*, 2005), est complètement opérationnelle depuis juillet 2004 : les données sont accessibles, sous certaines conditions, via le site web du SAF <http://www.osi-saf.org/>. Ce modèle a par ailleurs été comparé et validé vis-à-vis de mesures *in situ* effectuées dans un nombre important d'endroits à travers le monde (Le Borgne *et al.*, 2006, 2007), et est largement détaillé dans un manuel à destination des utilisateurs (Météo-France, 2005b). De ce fait, puisqu'une documentation exhaustive existe déjà, cette section se limitera à en expliciter l'assise principale, dont chaque paramètre de calcul apparaissant dans le texte est par ailleurs explicité sur la FIGURE 3.2.

#### 3.1.4.1 Principe

Le modèle SSI consiste en une paramétrisation physique qui, appliquée à chaque pixel d'une image satellite, permet de retrouver un instantané du rayonnement solaire global horizontal ( $W/m^2$ ) atteignant la surface terrestre dans la bande spectrale  $0,3 - 4 \mu m$  (Brisson *et al.*, 1999 ; Météo-France, 2005b). Ce dernier représente le flux solaire *net*, à savoir le flux solaire extraterrestre atteignant la surface du globe après diffusion et absorption par l'atmosphère, et, lorsqu'un nuage est présent, réflexion sur le sommet de celui-ci ainsi que diffusion et absorption par le même nuage (Brisson *et al.*, 1999). C'est là le principe central de ce modèle radiatif : déterminer, à partir du rayonnement incident hors atmosphère sur un plan horizontal, et d'une caractérisation de la couche atmosphérique avec ou sans couverture nuageuse, le flux solaire *transmis*, à savoir le rayonnement global sur un plan horizontal au niveau du sol, appelé par extension *rayonnement global horizontal*.

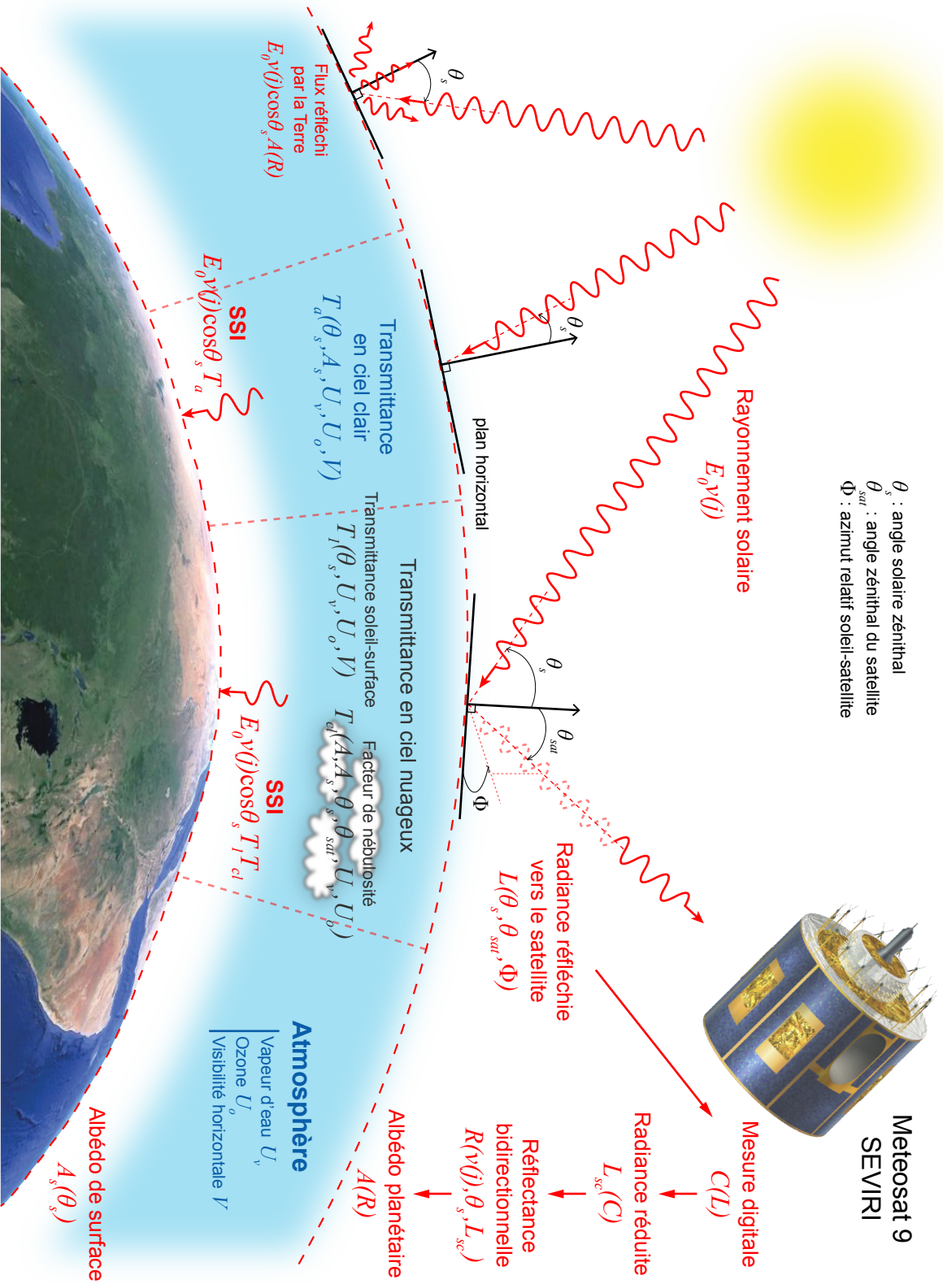


FIGURE 3.2 – Principe détaillé du processus de production des données SSI par le centre OSI SAF.

Pour ce faire, le modèle OSI SAF utilise une paramétrisation simple du transfert radiatif qui, pour modéliser l'interaction de la radiation solaire avec l'atmosphère, consiste à déterminer la transmittance de cette dernière en ciel clair et à retrouver les caractéristiques de la nébulosité associée à partir de l'albédo planétaire. Cette modélisation s'inspire plus ou moins librement d'un certain nombre d'études antérieures, où l'atmosphère est scindée en deux couches parallèles, afin de découpler les effets de diffusion, absorption et réflexion en ciel clair de ceux propres à la couverture nuageuse (Frouin et Chertock, 1992). Il en résulte que le rayonnement global au sol  $G$ , ou SSI, peut être exprimé à partir du produit du rayonnement extraterrestre incident  $G_0$ , de la transmittance de l'atmosphère claire  $T_a$  et de la transmittance du manteau nuageux  $T_c$  (Darnell *et al.*, 1988 ; Pinker *et al.*, 1995) :

$$G = G_0 T_a T_c \quad (3.1)$$

Brisson *et al.* (1999) ont réadapté ce modèle en séparant le cas du ciel clair de celui du ciel nuageux, de telle sorte que :

$$\begin{cases} G = G_0 T_a & \text{en ciel clair} \\ G = G_0 T_1 T_{cl} & \text{en ciel nuageux} \end{cases} \quad (3.2)$$

Où  $T_1$  représente la transmittance atmosphérique soleil-surface sans prise en compte des multiples réflexions entre la surface et les basses couches de l'atmosphère (consistante avec  $T_a$ ), et  $T_{cl}$  le *facteur de nébulosité*, incluant l'ensemble des effets issus de l'interaction du rayonnement avec la couche nuageuse (transmittance et réflexions multiples). Nous allons désormais détailler les étapes du modèle nécessaires au calcul des différentes variables de la relation (3.2) permettant de retrouver  $G$ , en dissociant le cas du ciel clair du cas du ciel couvert.

### 3.1.4.2 Résolution spatiale et temporelle

Les données SSI calculées par le centre OSI SAF possèdent une résolution temporelle horaire (Météo-France, 2005b), se basant sur l'acquisition de l'image du disque terrestre par SEVIRI (*cf.* FIGURE 3.1) effectuée à HH:15 UTC. Le balayage de la zone par le radiomètre, ligne par ligne, d'est en ouest et du sud vers le nord, s'étendant sur approximativement 12 minutes, il en résulte alors une certaine différence de temps entre le début de la séquence d'acquisition (ici HH:15 UTC) et l'acquisition effective d'une ligne de l'image par SEVIRI. Cet intervalle  $\Delta t$  varie linéairement avec la position de la ligne considérée (Météo-France, 2011), de telle sorte que :

$$\Delta t = 760 - Y/5 \quad (3.3)$$

Où  $Y$  représente le numéro de la ligne dans l'image totale, avec l'indice commençant au nord. Dans notre cas, le centre de Djibouti se situant approximativement sur la 1450<sup>ième</sup> ligne, il en résulte un décalage en temps de 470 secondes, soit 7 minutes et 50 secondes ; un cliché satellite de notre zone d'étude est donc réalisé chaque heure par le radiomètre embarqué sur Meteosat, à HH:22:50 UTC. À noter que l'on peut ici approcher la position du pays par une *ligne moyenne* en raison de son faible étalement longitudinal sur l'image satellite.

Sur le plan de la résolution spatiale, les images SSI sont représentées sur la grille géographique régulière LML (*low and mid latitudes*), possédant une résolution de  $0,1^\circ$  et recouvrant la zone terrestre située entre  $60^\circ\text{N}$  et  $60^\circ\text{S}$  de latitude et entre  $100^\circ\text{O}$  et  $45^\circ\text{E}$  de longitude (Météo-France, 2005b).

Comme l'image originale possède la résolution du satellite, la première étape de la paramétrisation consiste donc dans la reprojexion des pixels de l'image satellite originale sur la grille LML, pondérée par leur contribution à la surface totale du pixel final. De la même façon, chaque paramètre (climatique, météorologique, etc.) utilisé dans le modèle et issu d'un *atlas* de résolution différente est recalculé de manière analogue à l'échelle de la grille.

Par ailleurs, on notera qu'une refonte des bases de données du centre OSI SAF a eu lieu dans le courant de l'année 2012, au cours de laquelle la résolution spatiale des cartes de rayonnement est passée à 0,05° (Météo-France, 2013). Naturellement, l'ensemble des méthodes présentées dans ce chapitre et dans les chapitres suivants ne dépend pas de la résolution ; ainsi, bien que celles-ci soient ici appliquées à l'« ancienne » résolution, elles restent parfaitement inchangées pour la nouvelle.

### 3.1.4.3 Rayonnement extraterrestre sur un plan horizontal

Le flux extraterrestre incident en provenance du soleil peut être mesuré (radiomètre satellitaire), ou calculé (Frouin et Chertock, 1992) ; cette dernière technique étant aujourd'hui bien connue, maîtrisée et fiable, c'est celle que l'on retrouve au travers de toute la littérature. Elle s'appuie, pour ce faire, sur la position astronomique de la Terre et sur la luminance émise par le soleil, considéré comme un corps noir parfait à une température proche de 5800 K, dans l'ensemble des longueurs d'onde. Le flux incident résultant, reçu par une surface située au sommet de l'atmosphère et normale à la direction du rayonnement, et défini pour une distance Terre-soleil spécifique (1 unité astronomique (UA)), est appelé *constante solaire*. Celle-ci, dont la première estimation expérimentale fut, historiquement, l'œuvre du français Claude Pouillet en 1838 (Dufresne, 2008), est aujourd'hui parfaitement connue, et sa valeur, préconisée par l'Organisation météorologique mondiale (OMM) (Li *et al.*, 2011 ; Notton *et al.*, 2002), est la suivante :

$$E_0 = 1367 \text{ W/m}^2 \quad (3.4)$$

La part de la radiation émise par le soleil atteignant la Terre à n'importe quel moment de l'année est alors donnée par le produit de la constante solaire et du facteur de correction de l'orbite terrestre  $v(j)$ , prenant en compte la variation de la distance Terre-soleil au cours de l'année. Ce facteur, représentant le carré du rapport du rayon moyen de l'orbite (1 UA) sur le rayon de celle-ci à un instant donné, possède de nombreuses formulations possibles (Lorenzo, 2011 ; Notton *et al.*, 2002) ; dans le modèle OSI SAF, il est fonction du quantième du jour de l'année  $j$  et est défini tel que :

$$v(j) = 1 + 0,0334 \cos \left[ \frac{2\pi(j-2)}{365,25} \right] \quad (3.5)$$

Par conséquent, le rayonnement solaire extraterrestre sur un plan horizontal  $G_0$  correspond au flux  $E_0 v(j)$  atteignant une surface horizontale unitaire avec un certain angle  $\theta_s$ , représentant l'*angle solaire zénithal*, c.-à-d. l'angle entre le zénith local et la direction de la radiation, et s'exprime sous la forme :

$$G_0 = E_0 v(j) \cos \theta_s \quad (3.6)$$

### 3.1.4.4 Distinction entre ciels clair et nuageux

Comme le montre l'équation (3.2), le modèle OSI SAF distingue le calcul de la transmittance atmosphérique en ciel clair de celle en ciel nébuleux. Pour ce faire, le modèle considère un pixel de la grille LML comme clair ou nuageux selon la nébulosité contaminant celui-ci ; la procédure de ciel clair est ainsi appliquée si la couverture nuageuse est inférieure à 10 %, et celle de ciel nébuleux sinon. Afin d'évaluer cette fraction nuageuse, le processus SSI utilise la classification simplifiée (Météo-France, 2005a) des types nuageux développée par le NWC SAF (*Nowcasting and very short range forecasting SAF*) (Derrien *et al.*, 2013 ; Derrien et Le Gléau, 1999) et disponible à la résolution du satellite. En considérant trois valeurs quantitatives possibles pour le type de nébulosité associée à un pixel Meteosat (Météo-France, 2005b), la couverture nuageuse totale d'un pixel LML est alors définie comme la moyenne pondérée de celles-ci (*cf.* section 3.1.4.2).

### 3.1.4.5 Rayonnement en ciel clair : détermination analytique de la transmittance atmosphérique

Afin de déterminer la transmittance de l'atmosphère claire  $T_a$ , Brisson *et al.* (1999) se sont directement inspirés de la formulation analytique proposée par Frouin *et al.* (1989), indépendante de l'observation satellite. Cette dernière prend en considération les phénomènes d'absorption par la vapeur d'eau et l'ozone présents dans l'atmosphère, de diffusion par les gaz (diffusion de Rayleigh) et aérosols, ainsi que les multiples réflexions qui ont lieu entre le sol et les basses couches atmosphériques (rétrodiffusion). Elle dépend ainsi des quantités de vapeur d'eau  $U_v$  et d'ozone  $U_o$  présentes dans l'atmosphère, de la visibilité horizontale  $V$ , de l'albédo de surface  $A_s$  et du chemin optique  $1/\cos \theta_s$  :

$$T_a = \frac{\overbrace{\exp\left(-0,102 (U_v/\cos \theta_s)^{0,29}\right) \exp\left(-0,041 (U_o/\cos \theta_s)^{0,57}\right)}^{\text{absorption}} \overbrace{\exp\left(- (c + d/V) / \cos \theta_s\right)}^{\text{diffusion}}}{\underbrace{1 - A_s (c' + d'/V)}_{\text{rétrodiffusion}}} \quad (3.7)$$

$c$ ,  $d$ ,  $c'$  et  $d'$  sont des constantes qui dépendent du type d'aérosol,  $V$  est calculé en fonction de la latitude et du mois (Stuhlmann *et al.*, 1990),  $U_o$  provient d'une base de données climatiques mensuelles, et  $U_v$  est obtenue à partir de l'atlas topographique GTOPO30 et des profils d'humidité et de température prédits avec un modèle météorologique.

L'albédo de surface  $A_s$  varie avec l'angle solaire zénithal  $\theta_s$  et est déterminé différemment selon qu'il concerne les terres ou les mers (lacs inclus) : dans le premier cas, il est dérivé d'un atlas mensuel contenant les valeurs de l'albédo surfacique lorsque le soleil se trouve au zénith ; dans le second cas, il est calculé théoriquement. La nature de chaque pixel LML, « terre » ou « mer », et donc la méthode d'estimation utilisée, est appréhendée par rapport à la valeur de l'albédo dans l'atlas mensuel et le type de surface (« terre », « mer » ou « terre et mer ») issue de l'outil WVS (*World Vector Shoreline*) (<http://shoreline.noaa.gov/data/datasheets/wvs.html>). Enfin, dans les deux cas, la dépendance de l'albédo de surface avec l'angle solaire zénithal est déterminée à l'aide des formules de Briegleb (Briegleb *et al.*, 1986 ; Météo-France, 2005b).

### 3.1.4.6 Rayonnement en ciel nuageux : détermination du facteur de nébulosité à partir de mesures satellitaires

Le calcul de la transmittance de l'atmosphère nébuleuse consiste à retrouver le facteur de nébulosité  $T_{cl}$  à partir de l'albédo planétaire, lui-même étant déterminé grâce à la réflectance solaire déduite de l'observation satellite.

#### Albédo planétaire

Le radiomètre de Meteosat acquiert une image du disque terrestre dans 11 bandes spectrales différentes, mesurant ainsi le rayonnement solaire réfléchi par la Terre, atmosphère incluse, dans la longueur d'onde du canal considéré. Chaque pixel de l'image enregistrée est une valeur digitale codée sur 8 bits (Brisson *et al.*, 1999) ; la première étape du modèle consiste donc à convertir cette valeur en luminance, à l'aide de coefficients de calibrage spécifiques au satellite. Pour l'heure, les images satellitaires utilisées sont issues du canal visible *VIS0.6* de SEVIRI ( $0,56 - 0,71 \mu\text{m}$ ) et reprojctées sur la grille LML (selon la méthode détaillée dans la section 3.1.4.2) ; la dépendance entre la valeur binaire finale  $C$  du pixel LML et la mesure physique de la luminance réduite  $L_{sc}$  est alors définie par la relation linéaire suivante (Météo-France, 2005b ; Müller, 2010) :

$$L_{sc} = c_1 + c_2 C \quad (3.8)$$

$c_1$  et  $c_2$  représentent les deux coefficients de calibrage spécifiques au canal visible de SEVIRI et sont mis à jour plusieurs fois par an. La luminance réduite  $L_{sc}$  correspond à la luminance  $L$  mesurée par SEVIRI dans la bande spectrale du canal visible divisée par la radiation solaire extraterrestre effective  $F_0$ , c.-à-d. la constante solaire convoluée avec la réponse spectrale du radiomètre :

$$L_{sc} = \frac{L\pi}{F_0} \quad (3.9)$$

Le terme  $F_0 v(j) \cos \theta_s$  représente donc le rayonnement solaire extraterrestre sur un plan horizontal atteignant le sommet de l'atmosphère dans la gamme spectrale du canal visible de SEVIRI, ce qui permet d'en déduire la réflectance spécifique à la réponse spectrale de ce canal, ou réflectance à bande étroite,  $R_{nb}$  :

$$R_{nb} = \frac{L\pi}{F_0 v(j) \cos \theta_s} = \frac{L_{sc}}{v(j) \cos \theta_s} \quad (3.10)$$

On retrouve ensuite la réflectance solaire  $R$ , ou réflectance à bande large, à savoir celle correspondant à la totalité du spectre solaire ( $0,3 - 4 \mu\text{m}$ ), à partir de  $R_{nb}$  et d'une méthode de conversion. Cette dernière est réalisée grâce à la formule linéaire proposée par Pinker et Laszlo (1992) :

$$R = MR_{nb} + B \quad (3.11)$$

$M$  et  $B$  sont ici des coefficients qui dépendent du type prééminent de surface, dérivée d'un atlas global, et de la nébulosité du pixel considéré (océan, végétation, désert, nuageux et océan, nuageux et végétation ou nuageux et désert). La réflectance  $R$  est intrinsèquement bidirectionnelle, ce qui signifie qu'elle dépend de l'angle solaire zénithal  $\theta_s$ , de l'angle zénithal du satellite  $\theta_{sat}$  et de l'azimut



relatif entre le soleil et le satellite  $\Phi$ . Le passage à l'albédo planétaire  $A$ , dépendant de  $\theta_s$  et représentant la part du rayonnement incident réfléchi dans l'ensemble des directions du dôme hémisphérique centré sur le pixel considéré, se fait donc par correction de cette anisotropie. Celle-ci est réalisée en employant les différentes expressions analytiques du facteur d'anisotropie  $f_{aniso}$ , ou fonction de distribution de la réflectance bidirectionnelle, développées par Manalo-Smith *et al.* (1998) et spécifiques aux types de surface (océan, terre, neige ou désert), issu du même atlas que précédemment, et de nébulosité (clair, partiellement nuageux, très nuageux ou couvert) du pixel étudié :

$$A(\theta_s) = \frac{R(\theta_s, \theta_{sat}, \gamma_{sat})}{f_{aniso}(\theta_s, \theta_{sat}, \gamma_{sat})} \quad (3.12)$$

### Facteur de nébulosité

Afin de retrouver le facteur de nébulosité  $T_{cl}$  à partir de l'albédo planétaire  $A$ , l'algorithme OSI SAF s'appuie sur le formalisme développé par Brisson *et al.* (1994). Ce dernier modélise la globalité des interactions du rayonnement solaire avec la couverture nuageuse par le produit d'un terme de transmittance  $T_c$ , représentant les phénomènes d'absorption et de réflexion, et d'un terme de rétrodiffusion  $1/(1 - T_{bc}A_sA_c)$ , modélisant les multiples réflexions entre la base de la couche nuageuse et la surface terrestre :

$$T_{cl} = \frac{T_c}{1 - T_{bc}A_sA_c} \quad (3.13)$$

La partie rétrodiffusée dépend de l'albédo de surface  $A_s$ , de l'albédo de la couche nuageuse  $A_c$  et de la transmittance  $T_{bc}$  de l'atmosphère située au-dessous des nuages. De plus, la transmittance  $T_c$  est définie comme la fraction du rayonnement incident transmise au travers de la couche nuageuse, donc non réfléchi et non absorbée par celle-ci, et est liée à l'albédo  $A_c$  par le biais du coefficient d'absorption nébuleux  $m$  :

$$T_c = 1 - A_c - A_c m \cos \theta_s \quad (3.14)$$

Le coefficient d'absorption  $m$  et la transmittance  $T_{bc}$  sont des valeurs constantes fixées, l'albédo  $A_s$  est retrouvé de la même manière que pour la transmittance en ciel clair (*cf.* section 3.1.4.5), et l'albédo de la couverture nuageuse  $A_c$  peut être déterminé en le reliant à l'albédo planétaire  $A$ . En effet, la partie du rayonnement solaire réfléchi vers l'espace est, dans le cas présent, composée des flux renvoyés par l'atmosphère claire (diffusion de Rayleigh), par la couverture nuageuse et par la surface terrestre. L'albédo planétaire représente donc l'ensemble de ces différentes fractions réfléchies, soit une fonction de l'albédo de Rayleigh  $A_{ray}$ , de l'albédo de la couche nuageuse  $A_c$  et de l'albédo de surface  $A_s$ . Les portions renvoyées par la couche nuageuse et par le sol dépendant également de la transmittance de l'atmosphère, nébulosité incluse, ainsi que du phénomène de rétrodiffusion, l'albédo planétaire s'exprime finalement sous la forme (Brisson *et al.*, 1994, 1999) :

$$A = A_{ray} + T_2' A_c + \frac{T_2 T_c^2}{1 - T_{bc} A_s A_c} A_s \quad (3.15)$$



$T_2'$  et  $T_2$  représentent les transmittances atmosphériques *doubles*, c.-à-d. comptant pour les flux transmis vers et depuis la Terre, respectivement sur le chemin soleil-nuage-satellite et sur le chemin soleil-surface-satellite. Ces dernières sont, comme pour la transmittance  $T_1$ , déterminées à partir des quantités en vapeur d'eau  $U_v$  et en ozone  $U_o$  contenues dans l'atmosphère, sans terme de rétrodiffusion, mais en utilisant le formalisme de Brisson *et al.* (1994) et non celui de Frouin *et al.* (1989). Le calcul se fait à chaque fois sur la totalité du chemin optique ( $1/\cos\theta_s + 1/\cos\theta_{sat}$ ), mais n'utilise que 30 % du contenu vertical en vapeur d'eau dans l'estimation de  $T_2'$ . La résolution de l'équation (3.15) via la relation (3.14) permet alors de retrouver l'albédo  $A_c$  et la transmittance  $T_c$  de la couverture nuageuse ; le facteur de nébulosité  $T_{cl}$  est finalement déterminé d'après la relation (3.13).

### 3.1.4.7 Produit SSI final

Le produit final est une cartographie du flux solaire instantané (en  $W/m^2$ ), en projection géographique régulière (résolution spatiale de  $0,1^\circ$  en latitude et longitude), pour la date et l'heure d'une journée donnée. De ce point de vue, si le modèle ne s'applique évidemment pas la nuit, il faut tout de même noter que la donnée SSI n'est pas non plus calculée si l'angle solaire zénithal est supérieur à 80 degrés (Météo-France, 2005b) ; pour notre zone d'étude, le rayonnement incident est ainsi uniquement déterminé pour chaque cliché satellite horaire effectué, à HH:22:50 UTC, entre 04:22:50 UTC et 14:22:50 UTC inclus. Au final, la FIGURE 3.3 présente le résultat de la modélisation OSI SAF centré sur la République de Djibouti, avec d'une part la grille LML utilisée pour la projection (A) et, d'autre part, un exemple de carte régionale du rayonnement solaire pour une date spécifique (B).

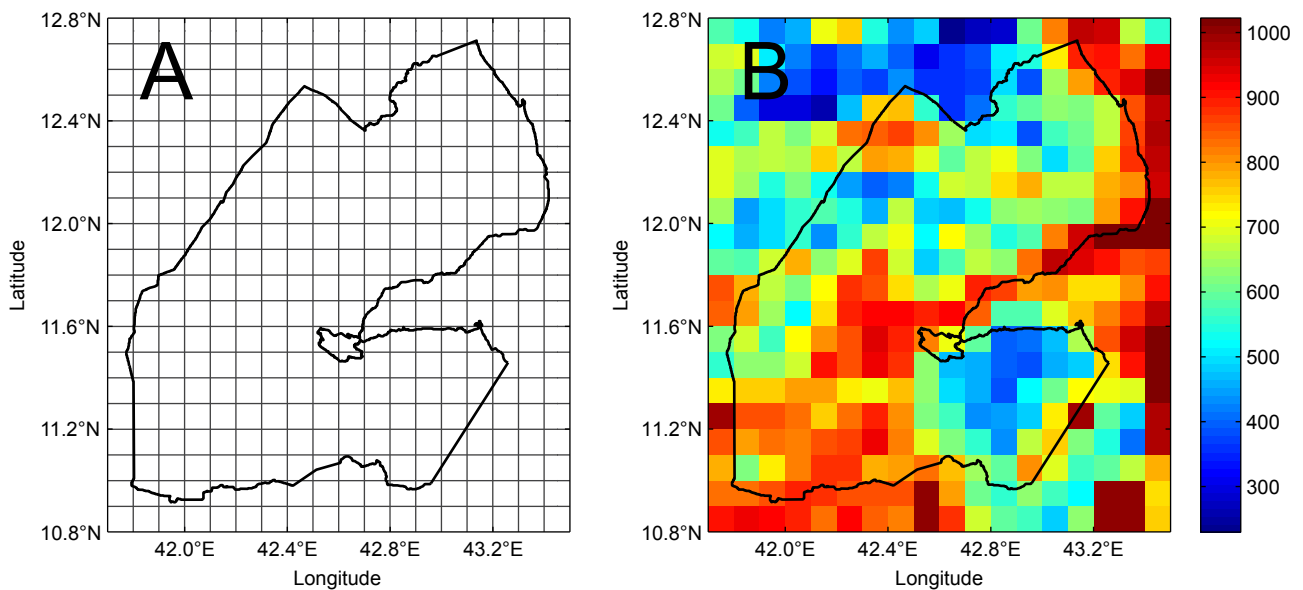


FIGURE 3.3 – Grille géographique LML, à la résolution de  $0,1^\circ$ , utilisée pour la projection des données SSI (A) et exemple de cartographie du rayonnement solaire ( $W/m^2$ ), correspondant au 29 mars 2009 09:22:50 UTC (B), au niveau de la République de Djibouti.

## 3.2 Construction de l'atlas solaire

L'atlas du potentiel solaire développé dans notre étude consiste dans un ensemble de cartes détaillant la répartition géographique et temporelle du *gisement énergétique solaire* disponible à travers la République de Djibouti. Pour ce faire, il s'appuie sur la donnée d'irradiation globale horizontale au sol, elle-même dérivée de la donnée de rayonnement estimée sur la région entre 2008 et 2011 par le modèle SSI présenté précédemment. Nous allons détailler, dans cette section, les différentes étapes de la méthodologie mise en œuvre pour construire cette cartographie solaire.

### 3.2.1 L'atlas solaire de Djibouti : de la description cartographique statique à l'utilisation dynamique locale

L'atlas solaire de Djibouti regroupe les cartes du gisement solaire disponible dans le pays, elles-mêmes dérivées des cartes SSI produites au pas horaire par le modèle OSI SAF, constituant une base de données spatiotemporelles. Techniquement, il est ainsi possible d'utiliser cet outil sur le plan spatial et sur le plan temporel, dans une approche énergétique verticale de type *global-local*, où une analyse *statique* de la répartition spatiale de la ressource solaire conduit à une étude *dynamique* locale où cette dernière est utilisée dans le dimensionnement d'un système PV autonome. En substance, il s'agit en fait d'extraire certaines cartes spécifiques du potentiel solaire, en sommant ou en moyennant les données de l'atlas sur des périodes de temps circonscrites, typiquement mensuelle et annuelle, afin de caractériser la répartition géographique du gisement dans le pays. Cette cartographie permet de différencier les zones géographiques où la ressource est importante de celles où elle l'est moins, et donc de cibler les régions où l'installation de systèmes PV apparaît pertinente : les séries temporelles du potentiel solaire correspondantes, et issues de l'atlas, peuvent alors être utilisées *a posteriori* dans le dimensionnement de ces systèmes. Néanmoins, il est important de noter que la ressource solaire seule n'est pas suffisante pour juger de la pertinence de la solution photovoltaïque en milieu décentralisé (cf. section 2.3.3) : l'atlas solaire ne représente donc ici que la première étape d'une cartographie statique qui sera mise en place dans le chapitre 5.

Dans la suite de cette section est décrite la procédure mise en œuvre pour constituer cet atlas ; la cartographie moyenne qui en est issue, et qui détaille la répartition spatiale de la ressource, sera, quant à elle, présentée à la fin de ce chapitre.

### 3.2.2 Une cartographie de l'irradiation solaire

Nous avons pu voir dans le chapitre 2 que la planification de l'électrification décentralisée dans le pays nécessitait de connaître le potentiel énergétique des systèmes photovoltaïques (productible), et donc le gisement solaire. Cependant, en fait de gisement, dont le nom semble plutôt induire une mesure quantitative de la ressource, l'énergie solaire est en réalité surtout connue et estimée sous sa forme de flux radiatif instantané, notamment par les modèles comme celui du centre OSI SAF qui reposent sur l'utilisation d'images satellitaires ponctuelles. Dès lors, il était soit possible de construire une cartographie du rayonnement solaire, en conservant donc cette forme originelle, soit possible d'*intégrer* la donnée de flux pour retrouver celle d'irradiation, c.-à-d. l'*énergie* solaire incidente, et donc la *quantité* de ressource disponible. C'est cette approche qui nous a paru la plus pertinente, et ce, pour au moins deux raisons : d'une part dans une optique de cohérence avec les systèmes classiques de production d'électricité qui reposent sur l'utilisation de combustibles, et d'autre part

par commodité vis-à-vis de l'utilisation ultérieure de l'atlas, dans le dimensionnement des systèmes PV autonomes. Enfin, on rappellera que la donnée SSI correspond au rayonnement global horizontal (cf. section 3.1.4.1), ce qui signifie que l'on retrouve, par intégration, la donnée d'*irradiation globale horizontale*.

### 3.2.3 Résolution temporelle et période de traitement

Si la résolution temporelle des cartes d'irradiation composant l'atlas est *de facto* fixée par le pas horaire des données SSI, elle dépend également du type de système PV autonome mis en place par la suite, et donc du profil de consommation en sortie (cf. section 2.2.4.4). Ce dernier varie nécessairement au cours de la journée, mais le fait qu'il concerne des charges hypothétiques, les populations et zones rurales considérées n'étant pas encore électrifiées, rend difficile une caractérisation plus précise que celle basée sur un pas de temps horaire, et corrobore donc le choix de cette résolution.

De cette série horaire de cartes d'irradiation, il ressort nécessairement une tendance spécifique du *climat solaire* dans le pays, avec des zones géographiques différenciées selon l'importance de la ressource. Cette tendance dépend cependant également de la période temporelle sur laquelle est défini l'atlas solaire : une période trop brève ne permettrait pas de récupérer tous les points remarquables du climat considéré, cependant qu'une période trop étendue pourrait « diluer » les attributs du gisement solaire existant avec ceux du gisement passé, possiblement différent, notamment en raison du réchauffement climatique accéléré de notre planète. En ce sens, l'intervalle de temps de l'atlas doit nécessairement être constituée d'un certain nombre de *briques élémentaires*, au sein desquelles on retrouve toutes les fluctuations principales du climat considéré, résultant d'une rotation complète de la Terre autour de son astre : c'est le *cycle des saisons*, correspondant à l'*année tropique* (Meeus et Savoie, 1992), soit approximativement une année civile du calendrier grégorien. Le nombre final d'années considérées dépend donc de ce qui a été dit précédemment, mais également d'autres paramètres plus techniques, tels que les traitements relativement lourds effectués ultérieurement sur l'atlas, et qui seront exposés dans les chapitres 4 et 5, ou encore le changement de résolution des données SSI à partir de l'année 2012 (cf. section 3.1.4.2). En définitive, nous avons opté pour la période 2008-2011, où la résolution du modèle reste donc consistante ( $0,1^\circ$ ), et où l'on peut noter que l'année civile moyenne (365,25 jours) se rapproche de l'année tropique (365,2422 jours) ; bien que cet intervalle ait correspondu au départ à l'échelonnement de notre étude ainsi qu'à la campagne de validation (cf. section 3.3), il est toutefois apparu suffisant en première approche, tout en assurant une certaine faisabilité technique à l'ensemble des procédures calculatoires dont les résultats apparaissent dans cette thèse.

### 3.2.4 Interpolation des données manquantes au sein des cartes SSI

Comme nous venons de le voir, les cartes d'irradiation composant l'atlas solaire de la République sont dérivées des images SSI produites par le modèle OSI SAF au-dessus du pays pour la même période (cf. section 3.3). Néanmoins, avant d'entreprendre la construction de cette cartographie du gisement, il a d'abord été nécessaire de traiter la base de données brute du rayonnement, au sein de laquelle il existe en effet un plus ou moins grand nombre de « trous ». De fait, afin de pouvoir intégrer par la suite les données de rayonnement pour retrouver celles d'irradiation, il était indispensable de mettre en place une procédure d'interpolation visant à « combler » ces trous.

### 3.2.4.1 Données non calculées, erronées ou manquantes au sein des images SSI

Une donnée SSI non calculée ou erronée peut résulter de différents événements lors de l'exécution du modèle OSI SAF (Météo-France, 2005b) : si l'angle solaire zénithal est supérieur à  $80^\circ$  (cf. section 3.1.4.7), si la classification nuageuse du NWC SAF est manquante (cf. section 3.1.4.4), si une erreur interne intervient dans le calcul du facteur de nébulosité ou si l'estimation de l'albédo planétaire est en dehors de l'intervalle intrinsèquement défini par les équations (3.13) à (3.15) pour  $T_{cl} = 0$  et  $T_{cl} = 1$ . De plus, pour des raisons qui tiennent probablement à des aléas (défaillance, maintenance, etc.) d'ordre satellitaire ou informatique propres à la chaîne de développement du centre OSI SAF, il arrive que des groupes de données soient tout simplement absents. Finalement, la base cartographique originelle du rayonnement utilisée dans cette étude possède quatre principaux types d'erreurs, lesquels correspondent à :

- *type 1* : un ou plusieurs pixels au sein d'une même carte dont la valeur est erronée et pour lesquels l'angle solaire zénithal est inférieur à  $80^\circ$  ;
- *type 2* : une ou plusieurs cartes manquantes au sein d'une même journée (en dehors de la nuit) ;
- *type 3* : un ou plusieurs pixels au sein d'une même carte dont la valeur n'a pas été calculée, car l'angle solaire zénithal était supérieur à  $80^\circ$  (mais inférieur à l'angle de *coucher* ou de *lever* du soleil) ;
- *type 4* : un ou plusieurs jours entiers manquants au sein d'une même année.

### 3.2.4.2 Indice de clarté

La procédure d'interpolation mise en œuvre est spécifique à chaque type d'erreur, utilise les techniques classiques d'interpolation à deux (temporelle) et à trois dimensions (spatiale), et, surtout, ne s'applique pas directement à la donnée SSI. En effet, la section 3.1.4 a montré que le cœur du modèle OSI SAF ne consistait pas à déterminer le rayonnement, mais bien la transmittance en fonction du ciel considéré ; ce n'est qu'ensuite que le rayonnement global  $G$  est calculé, en réalisant le produit de cette transmittance par le rayonnement extraterrestre  $G_0$  (équation (3.2)). En résumé, interpoler directement sur la base de données SSI pour en retrouver les valeurs manquantes reviendrait alors à interpoler non seulement sur les données de transmittance, mais également sur celles du rayonnement extraterrestre, alors même que celui-ci est parfaitement connu (cf. section 3.1.4.3), introduisant par là même un biais supplémentaire dans l'estimation du gisement solaire. Dès lors, afin d'éviter ce biais, il est nécessaire de réduire l'interpolation aux seuls termes de transmittance  $T_a$  ou  $T_1 T_{cl}$ , ce que rend possible l'utilisation de l'*indice de clarté*  $k_t$ , défini comme le rapport du rayonnement global  $G$  sur le rayonnement extraterrestre  $G_0$  (Lorenzo, 2003) :

$$k_t = G/G_0 \quad (3.16)$$

Les cartes de l'indice de clarté sont ainsi déterminées à partir des images SSI et du rayonnement extraterrestre correspondant, et regroupent les valeurs de transmittance atmosphérique estimées par le modèle OSI SAF.

### 3.2.4.3 Calcul du rayonnement extraterrestre

Le calcul de l'indice de clarté pour un pixel LML et une date donnés nécessite de retrouver le rayonnement extraterrestre incident à l'aide de la relation (3.6), où la constante solaire  $E_0$  et la distance

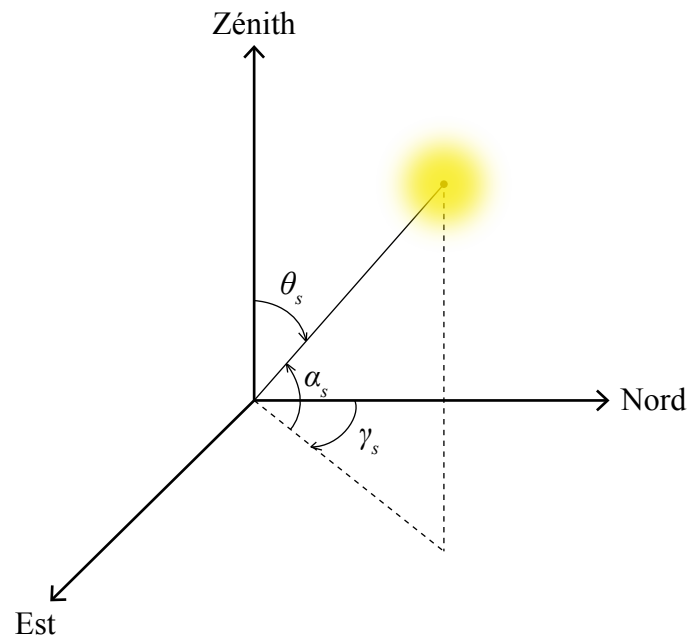


FIGURE 3.4 – Position du soleil dans les coordonnées horizontales du lieu terrestre considéré.

Terre-soleil  $v(j)$  sont définies par les équations (3.4) et (3.5), et donc de déterminer l'angle solaire zénithal  $\theta_s$  associé.

### Position du soleil

Tel que le montre la FIGURE 3.4, la position du soleil est, dans les coordonnées horizontales du lieu terrestre considéré, exprimée par l'angle zénithal  $\theta_s$ , ou son complémentaire l'élévation angulaire  $\alpha_s$ , et l'azimut<sup>1</sup>  $\gamma_s$ , angle entre le nord géographique et la direction du rayonnement (Lorenzo, 2003).

Les formules permettant de retrouver l'angle zénithal et l'azimut du soleil sont aujourd'hui bien connues (Lorenzo, 2003 ; Meeus, 1998), et seule la précision finale peut réellement différer. C'est pourquoi nous avons eu recours à la procédure mise en place par le NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), elle-même basée sur l'ouvrage de Meeus (1998) et assurant de retrouver ces deux angles avec une incertitude de  $\pm 0,0003^\circ$  (Reda et Andreas, 2008). Celle-ci estime les coordonnées horizontales du soleil à partir de sa position sur la sphère céleste, en un point de l'écliptique à un moment donné de l'année, repérée par les *coordonnées équatoriales* décrites sur la FIGURE 3.5 : l'ascension droite<sup>2</sup>  $\psi$ , angle entre le méridien céleste passant par le point vernal et celui passant par le centre du soleil, et la déclinaison  $\delta$ , angle entre le plan équatorial (équateur céleste) et la droite passant par le centre des deux astres. Ces coordonnées évoluent constamment au cours du temps, principalement en raison :

- du déplacement relatif du soleil le long de l'écliptique, ce dernier étant incliné d'un certain angle  $\varepsilon$  par rapport à l'équateur céleste (obliquité de l'écliptique) ;
- de phénomènes secondaires résultant des différentes interactions gravitationnelles entre la Terre, le soleil et la Lune (précession, nutation, aberration<sup>3</sup>).

1. L'azimut du soleil ne sera utilisé qu'à partir du chapitre suivant, mais pour des raisons de cohérence nous avons préféré le présenter conjointement avec l'angle zénithal.

2. L'ascension droite est conventionnellement exprimée par la lettre grecque  $\alpha$ , mais cette dernière se référant ici à l'élévation angulaire, nous lui avons préféré la lettre  $\psi$ .

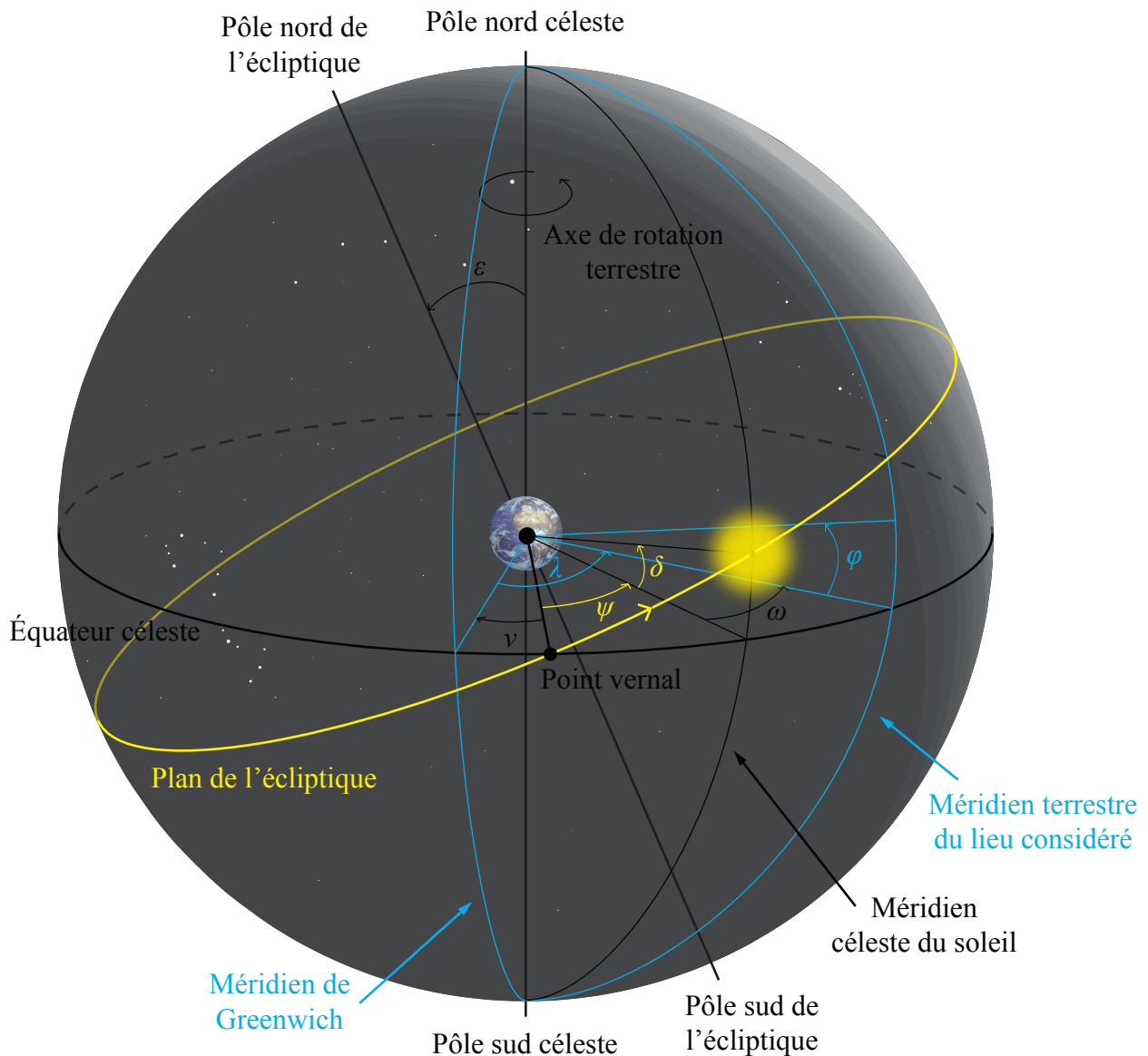


FIGURE 3.5 – Sphère céleste où sont représentés les coordonnées équatoriales géocentriques du soleil ( $\psi$  et  $\delta$ ), les coordonnées géographiques du lieu d'observation considéré à la surface de la Terre ( $\lambda$  et  $\phi$ ), le temps sidéral à Greenwich  $v$ , l'angle horaire local  $\omega$  et l'obliquité vraie de l'écliptique  $\varepsilon$ .

L'algorithme présenté par Meeus (1998), repris et adapté aux applications solaires par le NREL, détermine dans un premier temps la position géocentrique *vraie* du soleil sur l'écliptique<sup>4</sup>, c.-à-d. se référant au point vernal *moyen* de la date (phénomène de précession inclus). La position géocentrique *apparente* du soleil, soit celle se référant au point vernal *vrai* de la date, constituée de la déclinaison  $\delta$  et de l'ascension droite  $\psi$  (cf. FIGURE 3.5), est ensuite appréciée après prise en compte de la nutation en obliquité, permettant de retrouver l'obliquité vraie de l'écliptique  $\varepsilon$ , de la nutation en longitude et

3. Voir le glossaire pour l'explicitation des différents phénomènes.

4. En réalité, le soleil ne se situe jamais exactement sur l'écliptique, mais possède, du fait de l'action de la Lune et des planètes, une certaine *latitude* n'excédant pas 1,2 seconde d'arc (Meeus, 1998). Si celle-ci est prise en compte dans la procédure du NREL, nous n'avons voulu alourdir ni le présent texte ni la FIGURE 3.5 où le soleil apparaît donc sur l'écliptique.

de l'aberration.

Dans un second temps, l'algorithme du NREL prend en compte la rotation de la Terre autour de son axe, ce qui revient à déterminer l'angle horaire local  $\omega$  du soleil qui, pour un lieu considéré, représente la différence entre le midi solaire et un instant de la journée du point de vue d'une rotation de  $360^\circ$  en 24 heures ( $\omega = 0^\circ$  à midi,  $\omega < 0^\circ$  le matin et  $\omega > 0^\circ$  l'après-midi). En substance, et comme le montre la FIGURE 3.5, l'angle horaire  $\omega$  représente donc l'angle entre le méridien terrestre du lieu et le méridien céleste passant par le centre du soleil. En instaurant un angle horaire de référence, le temps sidéral apparent à Greenwich  $v$ , angle entre le méridien terrestre référent de Greenwich et le point vernal, l'angle horaire local peut alors être défini en fonction de celui-ci, de la longitude géographique  $\lambda$  du lieu et de l'ascension droite  $\psi$  du soleil :

$$\omega = v + \lambda - \psi \quad (3.17)$$

Enfin, la dernière étape consiste à corriger le phénomène optique de parallaxe, angle entre les droites reliant le centre du soleil à celui de la Terre pour l'une et au lieu d'observation situé à la surface terrestre pour l'autre, afin de retrouver la déclinaison  $\delta'$  et l'angle horaire  $\omega'$  topocentriques du soleil à partir des coordonnées géocentriques préalablement calculées. Une fois la position du soleil sur la sphère céleste parfaitement connue vis-à-vis du point d'observation local considéré, on détermine alors ses coordonnées horizontales, l'angle zénithal  $\theta_s$  et l'azimut  $\gamma_s$ , à l'aide des deux relations suivantes (Lorenzo, 2003 ; Meeus, 1998 ; Reda et Andreas, 2008), où  $\varphi$  représente la latitude géographique du lieu :

$$\cos \theta_s = \sin \alpha_s = \sin \varphi \sin \delta' + \cos \varphi \cos \delta' \cos \omega' \quad (3.18)$$

$$\tan \gamma_s = \frac{\sin \omega'}{\cos \omega' \sin \varphi - \tan \delta' \cos \varphi} \quad (3.19)$$

En combinant les équations (3.6) et (3.18), on retrouve donc, pour chaque pixel LML de la région et chaque date spécifiés, le rayonnement extraterrestre  $G_0$  correspondant au rayonnement global  $G$  estimé par le modèle OSI SAF.

#### 3.2.4.4 Méthodes d'interpolation

La cartographie temporelle de l'indice de clarté  $k_t$  est construite à l'aide de la relation (3.16), et possède les mêmes données manquantes, erronées ou non calculées précédemment décrites (cf. section 3.2.4.1). Afin de les récupérer, nous avons développé plusieurs méthodes se basant sur l'interpolation temporelle, l'interpolation spatiale ou la moyenne, spécifiques à chaque type d'erreur et exécutées dans l'ordre dans lequel ces derniers ont été présentés :

- type 1* : l'indice de clarté erroné d'un ou plusieurs pixels de la même carte est interpolé spatialement par la méthode du *plus proche voisin* ;
- type 2* : l'indice de clarté manquant pour une carte entière donnée est interpolé linéairement entre la valeur de l'heure précédente et celle de l'heure suivante ;

*type 3* : l'indice de clarté dont la valeur n'a pas été calculée sur le ou les pixels d'une carte (car  $\theta_s > 80$ ) est interpolé linéairement entre la valeur de l'heure de lever ou de coucher du soleil, que l'on considère comme nulle, et celle de l'heure suivante ou précédente pour laquelle  $\theta_s < 80$  ;

*type 4* : l'indice de clarté manquant pour un ou plusieurs jours complets est déterminé en moyennant sur les différentes valeurs des jours précédents et suivants (calcul spécifique à juillet 2008).

On notera que l'interpolation des données non calculées du *type 3* nécessite de connaître les heures de lever et de coucher du soleil pour le jour étudié, dont le calcul, également essentiel à la construction de l'atlas d'irradiation, est explicité dans la section 3.2.5.1 ci-après.

### 3.2.5 Construction de l'atlas d'irradiation

Une fois la base de données de l'indice de clarté complétée, il est alors devenu possible d'établir celle de l'irradiation globale, exprimant le gisement énergétique solaire disponible dans le pays, en *intégrant* le rayonnement global issu du produit de la première ( $k_t$ ) avec le rayonnement extraterrestre ( $G_0$ ) associé. À cet égard, il était indispensable, d'une part, de retrouver les bornes d'intégration du flux solaire sur chaque pixel LML, c.-à-d. les heures de lever et de coucher du soleil pour chacun des jours composant l'atlas, et, d'autre part, de réduire, par interpolation, le pas de temps du rayonnement afin d'affiner le résultat final.

#### 3.2.5.1 Calcul des heures de lever et de coucher du soleil

L'estimation des heures (UTC) de lever et de coucher du soleil pour un jour donné consiste dans un premier temps à déterminer le *midi solaire* pour le lieu considéré, de coordonnées  $\varphi$  et  $\lambda$ , c'est-à-dire le moment de la journée où le centre du soleil se trouve au méridien du lieu. Pour ce faire, on retrouve, à l'aide de l'algorithme du NREL (Reda et Andreas, 2008), le temps sidéral apparent à Greenwich  $v_0$ , la déclinaison  $\delta_0$  et l'ascension droite  $\psi_0$  correspondant à 0:00 UTC du jour étudié. Le moment de la journée  $m_0$  où le méridien céleste du soleil se confond avec le méridien géographique du lieu d'observation (*cf.* FIGURE 3.5), calculé en fraction de jour, est donc défini par la relation suivante :

$$m_0 = \frac{\psi_0 - \lambda - v_0}{360} \quad (3.20)$$

En raison de la réfraction du rayonnement solaire par l'atmosphère, la hauteur  $\alpha_s^0$  du soleil au lever et au coucher est prise égale à  $-0,8333^\circ$  (Meeus, 1998 ; Reda et Andreas, 2008) ; on retrouve alors l'angle horaire correspondant  $\omega_0$  grâce à l'équation (3.18) :

$$\omega_0 = \arccos \left( \frac{\sin \alpha_s^0 - \sin \varphi \sin \delta_0}{\cos \varphi \cos \delta_0} \right) \quad (3.21)$$

Par définition, l'angle horaire représente, pour un lieu donné, la différence angulaire entre le midi solaire et un instant quelconque du jour (*cf.* section 3.2.4.3), et est circonscrit à l'intervalle  $[-180^\circ; 180^\circ]$  matérialisant les 24 heures de rotation de la Terre. Dans le cas présent, du fait de l'arc cosinus,  $\omega_0$  est nécessairement positif et compris entre  $0^\circ$  et  $180^\circ$  ; on détermine donc  $m_1$  et  $m_2$ , respectivement l'heure de lever et l'heure de coucher du soleil, calculées en fraction de jour, en soustrayant ou en ajoutant à  $m_0$  le laps de temps correspondant à cet angle horaire, soit  $\omega_0/360$  :



$$m_1 = m_0 - \frac{\omega_0}{360} \quad (3.22)$$

$$m_2 = m_0 + \frac{\omega_0}{360} \quad (3.23)$$

### 3.2.5.2 Intégration des données SSI

L'intégration du rayonnement global  $G$  entre les heures de lever et de coucher de soleil ainsi déterminées permet d'appréhender l'irradiation globale  $I$  disponible dans le pays. D'un point de vue numérique, la précision finale de ce calcul dépend fortement de la résolution temporelle adoptée pour  $G$ , dont le pas de temps horaire originel empêche, de prime abord, d'approcher de manière optimale la forme caractéristique de la courbe du rayonnement journalier (de type *gaussien*). Le calcul numérique de l'intégrale sur ce pas de temps (méthode des trapèzes) reviendrait de plus à interpoler linéairement entre les valeurs originales de  $G$ , et donc à la fois sur l'indice de clarté et sur le rayonnement extraterrestre. Ce dernier étant parfaitement connu, on peut alors, dans un premier temps, réduire artificiellement le pas de temps final en interpolant directement sur les données originelles du  $k_t$ , pour ensuite retrouver le rayonnement  $G$  avec la relation (3.16). C'est ce que montre la FIGURE 3.6, sur laquelle l'aire totale sous la courbe de  $G$  représente l'irradiation globale journalière, et l'aire de chaque tranche comprise entre des heures entières (matérialisée par les pointillés rouges), l'irradiation globale horaire.

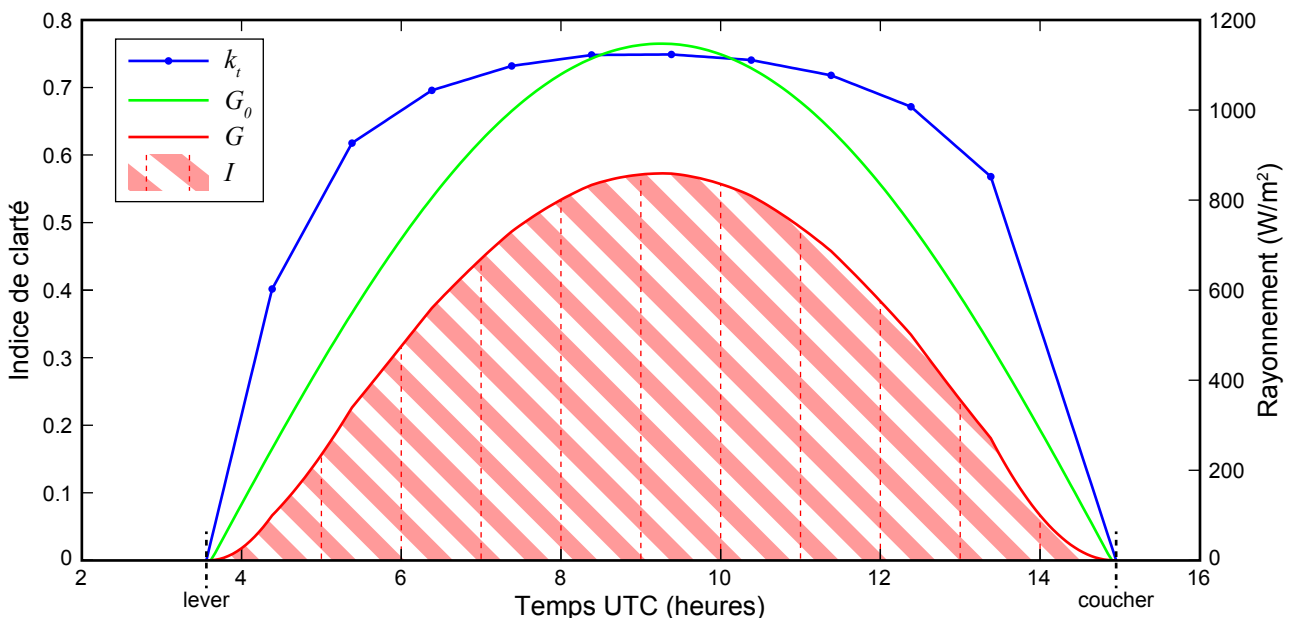


FIGURE 3.6 – Indice de clarté  $k_t$ , interpolé linéairement entre les points originels issus du modèle OSI SAF, et rayonnement extraterrestre  $G_0$  pour un pixel LML et un jour donnés, à partir desquels est estimé le rayonnement  $G$ ; l'irradiation globale  $I$ , journalière et horaire (pointillés rouges), est déduite de ce dernier après intégration entre le lever et le coucher de soleil (aire sous la courbe).

### 3.3 Évaluation de l'atlas solaire à l'aide de mesures au sol

Une fois l'atlas solaire du pays compilé à partir des estimations satellitaires, il était bien entendu nécessaire d'en évaluer le degré de précision, c.-à-d. l'erreur commise sur le potentiel réellement disponible au sol, afin notamment de valider et notre procédure (section 3.2) et le modèle SSI (section 3.1). À cet égard, l'absence de mesures du rayonnement dans le pays ainsi que le manque plus général de données de validation du modèle OSI SAF dans la région nous ont incités à déployer un réseau temporaire de stations météorologiques à travers Djibouti, rendu possible grâce à la collaboration scientifique mise en place par l'Université de Corse avec le CERD. Cette section présente donc, d'une part, le cadre et les outils de mise en œuvre de cette comparaison entre mesures (sol) et estimations (satellite), et, d'autre part, l'évaluation statistique de la consistance de l'atlas solaire qui en résulte.

#### 3.3.1 Mise en place d'une collaboration entre l'Université de Corse et le CERD

L'installation d'un réseau temporaire de mesures à travers le territoire requérait dans un premier temps de définir un cadre de coopération scientifique entre les instances djiboutiennes et l'Université de Corse, dans le but de faciliter l'échange de connaissances, de personnels et de matériels entre les deux parties. C'est pourquoi un accord de collaboration a été signé en 2010, pour une période de 1 an tacitement renouvelable, entre le CERD, principale institution de recherche scientifique du pays, et l'UMR CNRS 6134 SPE de l'Université de Corse, auquel était donc greffé notre projet de recherche. En définitive, ce dernier aura consisté dans l'acquisition et le déploiement de systèmes de mesure, qui auront ainsi permis de retrouver les deux paramètres météorologiques utilisés dans cette thèse (rayonnement et température), et la récupération d'un certain nombre de données cartographiques (*cf.* chapitre 2).

#### 3.3.2 Déploiement d'un réseau temporaire de stations météorologiques

La qualité de l'atlas solaire d'irradiation présenté dans cette thèse est intrinsèquement liée à celle des images SSI compilées par le modèle OSI SAF, que seule la confrontation à des mesures au sol peut nous permettre de quantifier. Or, la campagne de validation de ce modèle, avec des données *in situ* de rayonnement, s'est appuyée sur l'utilisation d'un réseau de pyranomètres présentant une couverture géographique particulièrement disparate (Le Borgne *et al.*, 2006). Celui-ci était en effet constitué de stations essentiellement réparties au niveau des latitudes intermédiaires (Europe et Amérique du Nord), alors que très faiblement présentes aux faibles latitudes et sur l'équateur (Antilles et Guyane française), une seule étant localisée dans l'hémisphère sud (Afrique du Sud) et aucune à proximité de Djibouti. Dès lors, puisque, dans le pays, aucune mesure de rayonnement n'était jusqu'à présent disponible, il est devenu pour nous indispensable de réaliser notre propre campagne de validation, à même d'avaliser aussi bien la consistance du modèle SSI que celle de l'atlas solaire qui en découle.

Pour cela, nous avons provisoirement disposé dans le pays, dans le courant de l'année 2010 et en collaboration avec le CERD, deux stations météorologiques *Davis Instruments*, que nous avons par la suite déplacées en janvier 2012. Chacune de ces stations était équipée d'un ensemble de capteurs standards ainsi que d'un pyranomètre à photodiode au silicium permettant de mesurer l'irradiation solaire globale horizontale (*cf.* annexe A.1 et annexe A.2). Si ce type de pyranomètre reste toujours moins précis que ceux dont le fonctionnement repose sur une thermopile (Sengupta *et al.*, 2012), on notera

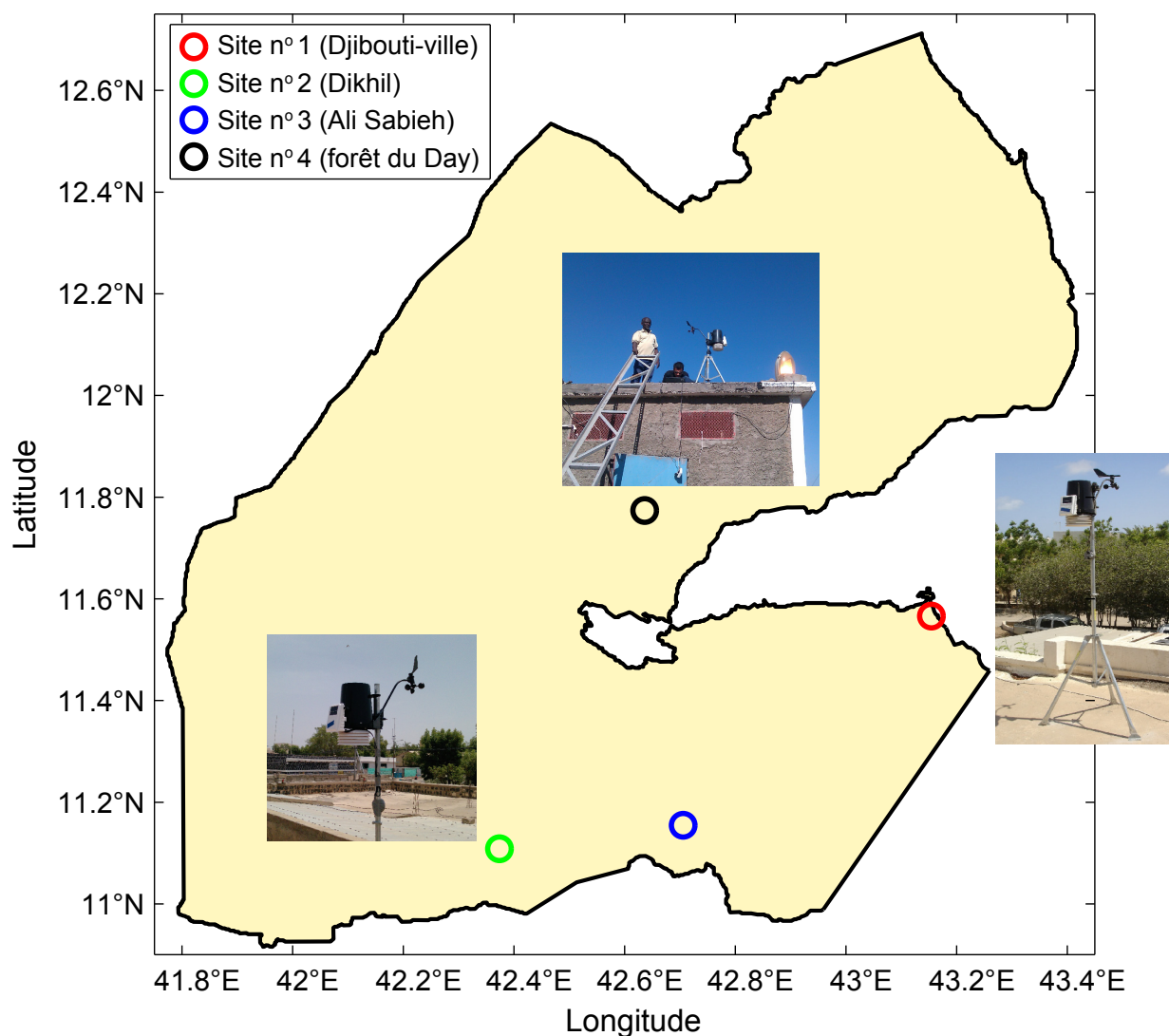


FIGURE 3.7 – Position des quatre sites ayant constitué le réseau temporaire de stations météorologiques à travers le territoire djiboutien. (Crédit photographique : A. Khaireh et B. Pillot)

qu'une certaine expérience a été acquise ces dernières années dans la mise en œuvre de procédures visant à améliorer le calibrage de ces capteurs (King *et al.*, 1998 ; King et Myers, 1997) ; en outre, dans notre cas, ils n'auront été utilisés que pour retrouver l'irradiation et non la radiation instantanée, limitant ainsi le biais possible. Cependant, c'est avant tout pour les mêmes raisons économiques et logistiques qui nous ont contraints à limiter le nombre de stations ou encore à ne mettre en place que des capteurs horizontaux que nous avons opté pour cette technologie. En effet, outre la question du coût, l'installation de pyranomètres de haute qualité soulevait également des interrogations vis-à-vis de la sécurité du matériel ou encore de la maintenance, rendue nécessaire par les conditions climatiques (Khamsin, aérosols), mais problématique du fait de l'accès difficile aux différentes régions du pays. C'est pourquoi nous avons privilégié le choix de stations robustes, pouvant fonctionner en totale autonomie et présentant l'avantage de pouvoir appréhender un large panel de paramètres climatiques caractéristiques, tout en tolérant une erreur de 5 % sur la mesure de l'irradiation.

La sélection des sites d'implantation de ces stations, formant donc le tout premier réseau de me-

TABLEAU 3.1 – Description des quatre sites composant le réseau temporaire de stations météorologiques déployé entre avril 2010 et mai 2013 en République de Djibouti.

	Établissement	Localisation	Latitude	Longitude	Altitude
Site n° 1	Laboratoire du CERD	Djibouti	11,5658°N	43,1543°E	7 m
Site n° 2	Préfecture	Dikhil	11,1087°N	42,3736°E	498 m
Site n° 3	Préfecture	Ali Sabieh	11,1546°N	42,7060°E	718 m
Site n° 4	Poste EDD	Forêt du Day	11,7734°N	42,6362°E	1576 m

sures du rayonnement solaire en République de Djibouti, aura été conduite par un certain nombre d'exigences. Tout d'abord, sur un plan purement énergétique, il était important de sélectionner des sites coïncidant avec des pixels LML (*cf.* FIGURE 3.3A) relativement distants les uns des autres afin de s'assurer que les estimations SSI correspondantes soient suffisamment différentes entre elles. Ensuite, sur un plan logistique, il était indispensable de garantir la sécurité du matériel, en ciblant avant tout les établissements publics comme les écoles ou les bâtiments administratifs, tout en le rendant aisément accessible, les données des stations devant être récupérées de manière régulière (pas de télé-métrie). Ces différentes contraintes auront donc été à l'origine de la sélection des quatre sites visibles sur la FIGURE 3.7 et détaillés dans le TABLEAU 3.1 : le laboratoire du CERD à Djibouti-ville, les préfectures de Dikhil et d'Ali Sabieh, et le site EDD de la forêt du Day. Les stations météorologiques ont dès lors été, dans un premier temps, installées aux deux premiers endroits nommés, à savoir au sein du CERD et à Dikhil en avril et juin 2010, puis déplacées à Ali Sabieh et dans la forêt du Day en janvier 2012. En substance, on constate que, malgré les contraintes originelles, ces différents sites présentent quand même une assez bonne dispersion géographique et balayent, en outre, le gradient en altitude du territoire djiboutien (entre 0 et 2000 m).

### 3.3.3 Comparaison entre mesures et estimations : méthode et résultats

Afin d'apprécier la consistance de l'atlas solaire, nous avons considéré les estimations de ce dernier correspondant aux pixels LML dont la position géographique coïncidait avec celle des stations météorologiques du réseau temporaire précédemment décrit, et évalué leur degré de précision à l'aide des mesures au sol résultantes et d'une analyse statistique.

#### 3.3.3.1 Méthodologie

L'irradiation globale au sol a été mesurée par les pyranomètres de chacune des stations sur un intervalle de temps spécifique, celui-ci dépendant de la capacité de stockage de l'enregistreur de données et donc du degré d'accessibilité du matériel en question (*cf.* annexe A.2), soit 5 minutes pour le site n° 1, 10 minutes pour les sites n° 2 et n° 3, et 30 ou 60 minutes<sup>5</sup> pour le dernier site. Enfin, les périodes de mesure se sont respectivement étalées du 09/04/2010 au 17/12/2011 et du 27/06/2010 au 05/12/2011 pour les sites 1 et 2, puis du 09/01/2012 au 01/05/2013 et du 07/01/2012 au 02/10/2012<sup>5</sup> pour les sites 3 et 4.

5. La modification de l'intervalle d'enregistrement de 30 à 60 minutes ainsi que la faible période de mesure sur le site n° 4 s'expliquent par les difficultés rencontrées pour accéder à la forêt du Day depuis Djibouti-ville.

Les données d'irradiation ainsi récupérées lors de cette campagne ont ensuite été compilées, contrôlées et retraitées si nécessaire, pour ne garder au final que celles qui présentaient des jours complets de mesures, c.-à-d. ne présentant aucune donnée manquante entre les lever et coucher de soleil théoriques. Ce choix se justifie, car, comme nous le verrons par la suite, la comparaison a porté sur les données horaires, journalières et mensuelles ; c'est pourquoi nous avons privilégié une certaine cohérence entre celles-ci, en particulier les deux premières, en ne considérant que des mesures horaires constitutives de mesures journalières existantes, et donc nécessairement complètes<sup>6</sup>. Par ailleurs, les *trous* dans les périodes de mesure ont principalement résulté de trois types d'erreurs : une défaillance technique lors de la transmission des données entre l'émetteur radio de la station et la console de réception, une absence de récupération des données, ou une erreur humaine lors de leur manipulation avec le logiciel WeatherLink. Finalement, la proportion de mesures journalières manquantes qui en a résulté pour chaque période est égale respectivement à 10,84 %, 25,62 %, 9,81 % et 7,39 % pour les sites n° 1, n° 2, n° 3 et n° 4.

Du point de vue des estimations à confronter aux mesures de terrain, nous avons considéré deux approches différentes : une analyse du modèle SSI au travers de l'atlas solaire d'une part (*base originelle*), pour laquelle la base originelle de données SSI a été circonscrite aux périodes journalières ne contenant aucune valeur erronée, manquante ou non calculée, et une analyse de l'atlas lui-même d'autre part (*base interpolée*). Dans le premier cas, qui a permis d'évaluer l'impact de l'interpolation du  $k_t$  sur la consistance de l'atlas solaire (*cf.* section 3.2.4.4), l'irradiation a donc été retrouvée par intégration entre non pas les heures de lever et de coucher du soleil, mais entre les première et dernière valeurs SSI calculées de la journée. Dans le second cas, les estimations ont été construites à partir de la base SSI interpolée utilisée pour modéliser l'atlas (*cf.* section 3.2.4), comprenant tous les jours de l'année et où l'irradiation est déterminée par intégration du rayonnement entre le début et la fin de la journée solaire (*cf.* section 3.2.5.2).

Au vu des périodes de mesure relativement limitées et de la structure de l'atlas solaire discutée préalablement, nous avons considéré trois intervalles temporels distincts pour la comparaison des données d'irradiation : l'heure, le jour et le mois. Le premier était en effet nécessaire à l'évaluation des estimations horaires issues de l'atlas, sur lesquelles repose la modélisation dynamique ultérieure des systèmes PV (*cf.* section 3.2.1) ; le deuxième et le troisième permettaient ensuite d'appréhender la qualité de la cartographie solaire présentée dans la section suivante et regroupant les moyennes mensuelles de l'irradiation journalière. Les données estimées horaires et quotidiennes ont donc été calculées de la façon décrite dans la section 3.2.5.2, avec l'adaptation apportée, et détaillée précédemment, selon le type de comparaison (*base originelle* ou *interpolée*). L'irradiation mensuelle a ensuite été retrouvée en réalisant la somme des valeurs journalières correspondantes, et comptabilisée dans l'étude si et seulement si le mois considéré comprenait un minimum de 20 jours<sup>7</sup> déjà effectifs, c.-à-d. à la fois compris dans les mesures et dans les estimations. De la même manière, les mesures de l'irradiation horaire incidente ont été déterminées à partir des données météorologiques coïncidant avec la même période que celle des estimations, puis ont elles-mêmes été compilées afin de recouvrir les valeurs énergétiques journalières et mensuelles.

Dans le but d'évaluer la précision du modèle OSI SAF et de l'atlas solaire résultant au niveau

---

6. Dans cette étude, on ne considère en effet que des données journalières *complètes*, c.-à-d. constituées de toutes les données horaires entre le lever et le coucher du soleil, afin d'éviter d'introduire un biais dans le calcul du coefficient de corrélation ci-après.

7. Les mêmes raisons énoncées précédemment pour l'irradiation journalière s'appliquent ici : afin d'éviter l'introduction d'un biais dans le calcul du coefficient de corrélation, on considère uniquement les données mensuelles constituées d'au moins 20 jours effectifs.

de la République de Djibouti, nous avons, comme recommandé par Iqbal (1983) et Notton *et al.* (2004), fondé notre étude comparative sur l'utilisation de trois indicateurs statistiques reconnus : l'erreur quadratique moyenne, ou RMSE (*root mean square error*), le biais moyen, ou MBE (*mean bias error*), et le coefficient de corrélation (CC) :

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x'_i - x_i)^2}{n}} \quad (\text{Wh/m}^2) \quad (3.24)$$

$$\text{MBE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x'_i - x_i)}{n}} \quad (\text{Wh/m}^2) \quad (3.25)$$

$$\text{CC} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(x'_i - \bar{x}')}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (x'_i - \bar{x}')^2}} \quad (3.26)$$

Ainsi que sur leurs contributions relatives, respectivement la RRMSE (*relative root mean square error*) et la RMBE (*relative mean bias error*) :

$$\text{RRMSE} = \text{RMSE}/\bar{x} \quad (\%) \quad (3.27)$$

$$\text{RMBE} = \text{MBE}/\bar{x} \quad (\%) \quad (3.28)$$

Avec  $x_i$  représentant la  $i$ ème valeur mesurée, ici de l'irradiation horaire, journalière ou mensuelle,  $x'_i$  la  $i$ ème valeur estimée,  $\bar{x}$  la moyenne des  $n$  mesures, et  $\bar{x}'$  la moyenne des  $n$  estimations.

### 3.3.3.2 Résultats

Le TABLEAU 3.2 présente les résultats de la comparaison entre estimations et mesures de l'irradiation globale horizontale, pour chaque intervalle de temps et sur chacun des sites du réseau temporaire. À cet égard, il est important de rappeler que les estimations correspondant aux sites 3 et 4, du fait de la période de mesure considérée, sont issues des données SSI possédant la nouvelle résolution spatiale de  $0,05^\circ$  (Météo-France, 2013) mise en place durant l'année 2012 (*cf.* section 3.1.4.2). Toutefois, le modèle OSI SAF n'ayant pas été modifié, et la couverture temporelle, spatiale et verticale du réseau temporaire ayant largement été revalorisée par leur apport, ces deux échantillons supplémentaires permettent d'appréhender au mieux la qualité du modèle comme celle de l'atlas solaire, dont la résolution sera de toute façon amenée à changer dans le futur.

Ce tableau regroupe donc les valeurs des 5 indicateurs statistiques que nous venons de définir (équations (3.24) à (3.28)), déterminés sur les trois pas de temps utilisés pour la comparaison des données d'irradiation. De ce point de vue, on notera que, puisque l'irradiation journalière est obtenue en sommant les valeurs horaires, la RMBE est donc, pour chacun des quatre sites, la même pour les deux échantillons. Par ailleurs, le pas mensuel présente logiquement l'erreur la plus faible et la corrélation la plus grande pour tous les sites ; toutefois, les échantillons étant limités, nous allons ici davantage nous concentrer sur la comparaison des données journalières et horaires, en ne conservant celui-ci que comme indicateur climatique pour les diagrammes de dispersion présentés par la suite.

De manière globale, on constate ainsi que :

- les résultats les plus consistants, tous sites et bases confondus, sont obtenus pour le site n° 2, avec une RRMSE maximale et un coefficient de corrélation minimal de 5,98 % et 0,9300 sur la journée, et 12,38 % et 0,9566 sur l’heure ;
- l’erreur relative reste, pour la base originelle, toujours inférieure ou égale à 10 % et 15 %, avec une RRMSE journalière égale à 7,99 %, 5,98 %, 7,99 % et 7,66 %, et une RRMSE horaire de 12,79 %, 10,21 %, 11,63 % et 15,08 %, respectivement pour les sites 1, 2, 3 et 4 ;
- si la corrélation horaire reste relativement constante d’un site à l’autre pour la base originelle, les sites 2 et 4 présentent néanmoins un meilleur coefficient de corrélation diurne que les sites 1 et 3 (respectivement 0,9337 et 0,9443 contre 0,8954 et 0,9146) ;

TABLEAU 3.2 – Comparaison entre les données estimées et mesurées de l’irradiation globale horizontale.

Site	Base de données SSI	Pas de temps	Éch. <sup>1</sup>	RMSE (Wh/m <sup>2</sup> )	RRMSE (%)	MBE <sup>2</sup> (Wh/m <sup>2</sup> )	RMBE <sup>2</sup> (%)	CC
n° 1	<i>originelle</i>	mois	17	5630,0	3,76	-1070,5	-0,71	0,9662
		jour	537	431,0	7,99	-57,4	-1,06	0,8954
		heure	4616	80,2	12,79	-6,7	-1,06	0,9307
	<i>interpolée</i>	mois	17	6777,5	4,15	-2408,7	-1,48	0,9616
		jour	548	468,3	8,05	-103,1	-1,77	0,8962
		heure	7213	67,7	15,31	-7,8	-1,77	0,9771
n° 2	<i>originelle</i>	mois	12	6830,3	4,40	3822,0	2,46	0,9689
		jour	384	331,9	5,98	136,4	2,46	0,9337
		heure	3289	66,2	10,21	15,9	2,46	0,9566
	<i>interpolée</i>	mois	13	6500,4	3,90	2319,4	1,39	0,9718
		jour	391	343,9	5,72	81,7	1,36	0,9300
		heure	5099	57,0	12,38	6,3	1,36	0,9857
n° 3	<i>originelle</i>	mois	15	9779,6	6,27	6072,8	3,89	0,9733
		jour	430	441,4	7,99	211,1	3,82	0,9146
		heure	3574	77,3	11,63	25,4	3,82	0,9403
	<i>interpolée</i>	mois	15	9380,5	5,48	4139,1	2,42	0,9607
		jour	430	447,9	7,38	143,2	2,36	0,8892
		heure	5631	64,7	13,97	10,9	2,36	0,9827
n° 4	<i>originelle</i>	mois	6	4447,2	2,70	817,8	0,50	0,9926
		jour	212	440,4	7,66	37,5	0,65	0,9443
		heure	2035	90,3	15,08	3,9	0,65	0,9419
	<i>interpolée</i>	mois	6	4670,1	2,74	760,1	0,45	0,9916
		jour	212	458,3	7,70	33,1	0,56	0,9420
		heure	2743	78,3	17,04	2,6	0,56	0,9719

<sup>1</sup> Échantillon.

<sup>2</sup> Un biais négatif signifie une sous-estimation du modèle.

- dans la majorité des cas, le modèle surestime légèrement l'irradiation, avec, pour la base originelle, un biais journalier et horaire respectivement égal à 2,46 %, 3,82 % et 0,65 % pour les sites 2, 3 et 4 contre -1,06 % pour le site n° 1 ;
- l'interpolation nécessaire au développement de l'atlas solaire du pays ne modifie que très légèrement les résultats. Ainsi, lorsque l'on passe de la base originelle à la base interpolée, la RRMSE reste, quel que soit le site considéré, relativement stable pour l'échantillon journalier, n'augmentant que sur l'échantillon horaire ( $\approx +2\%$ ). De même pour le coefficient de corrélation bien que, à cet égard, son accroissement sur le plan horaire ne soit pas réellement significatif puisque résultant principalement de l'augmentation du nombre d'estimations et de mesures à proximité du lever et du coucher de soleil, par ailleurs également responsable de la diminution du biais absolu et relatif.

Les moins bons résultats enregistrés pour les sites 1, 3 et 4 peuvent s'expliquer par la plus grande fréquence des épisodes nuageux en regard du site 2, couplée à une résolution spatiale et temporelle du modèle OSI SAF encore trop faible. On peut supposer que ces épisodes résultent notamment de la proximité de la façade maritime (golfe de Tadjourah) ainsi que de celle de la ZCIT à certains moments de l'année (*cf.* section 2.1.1.2), ou encore, plus particulièrement pour les sites 3 et 4, de leur localisation dans des massifs montagneux, possibles barrières physiques aux masses nuageuses. Au-delà même des masses nuageuses pures, il est aussi bon de rappeler que lorsque la ZCIT traverse le pays, de juin à septembre, elle s'accompagne alors du Khamsin (*cf.* section 2.1.1.2) ce qui a pour conséquence de rehausser le taux d'aérosols dans l'atmosphère, taux que l'on peut imaginer variable d'une région à l'autre. Pour finir, le site 1 se situant en bord de mer, il présente également la particularité de correspondre à un pixel LML dont la surface est de type « terre et mer », à la différence des trois autres sites correspondant à des pixels de type « terre », ce qui peut influencer sur la précision de l'albédo de surface dans le calcul des transmittances (*cf.* section 3.1.4.5).

Les diagrammes de dispersion correspondant au traitement de l'atlas global (base interpolée), et représentés pour chaque site sur la FIGURE 3.8, confirment les tendances aperçues dans le TABLEAU 3.2 et donnent également quelques indications supplémentaires. Ainsi, si, de manière générale, on retrouve une bonne corrélation et une bonne précision entre estimations et mesures *in situ*, c'est bien le nuage de point du site n°2 qui apparaît le moins dispersé autour de la droite identité, quel que soit le pas de temps considéré. Sur le plan du biais, on remarque que le modèle, en complément du tableau et à l'exception du site n°4, se montre plus enclin à surestimer les valeurs hautes de l'irradiation solaire (milieu de journée, ciel clair) que les valeurs basses (début et fin de journée, ciel nuageux), plus souvent sous-estimées. Cette tendance apparaît tout particulièrement vraie pour les sites 2 et 3, pour lesquels la MBE et la RMBE sont les plus importantes, où la pente des droites de régression est toujours supérieure à 1 et où celles-ci coupent en permanence la droite  $y = x$ . Nonobstant ce biais, il est en fin de compte intéressant de noter que, pour les quatre sites, si les diagrammes mensuels indiquent une très nette variabilité temporelle du climat, les estimations restent toujours en cohérence avec les mesures.

#### 3.3.3.3 Parallèle avec d'autres études et modèles existants

Comme nous avons pu le voir précédemment (*cf.* section 3.3.2), aucune validation du modèle SSI n'avait encore été réalisée jusqu'à présent en Afrique de l'Est et plus spécialement sur la corne de l'Afrique. Pour autant, les différentes campagnes de validation menées ces dernières années par le centre OSI SAF au niveau des moyennes et faibles latitudes ont sensiblement conduit aux mêmes



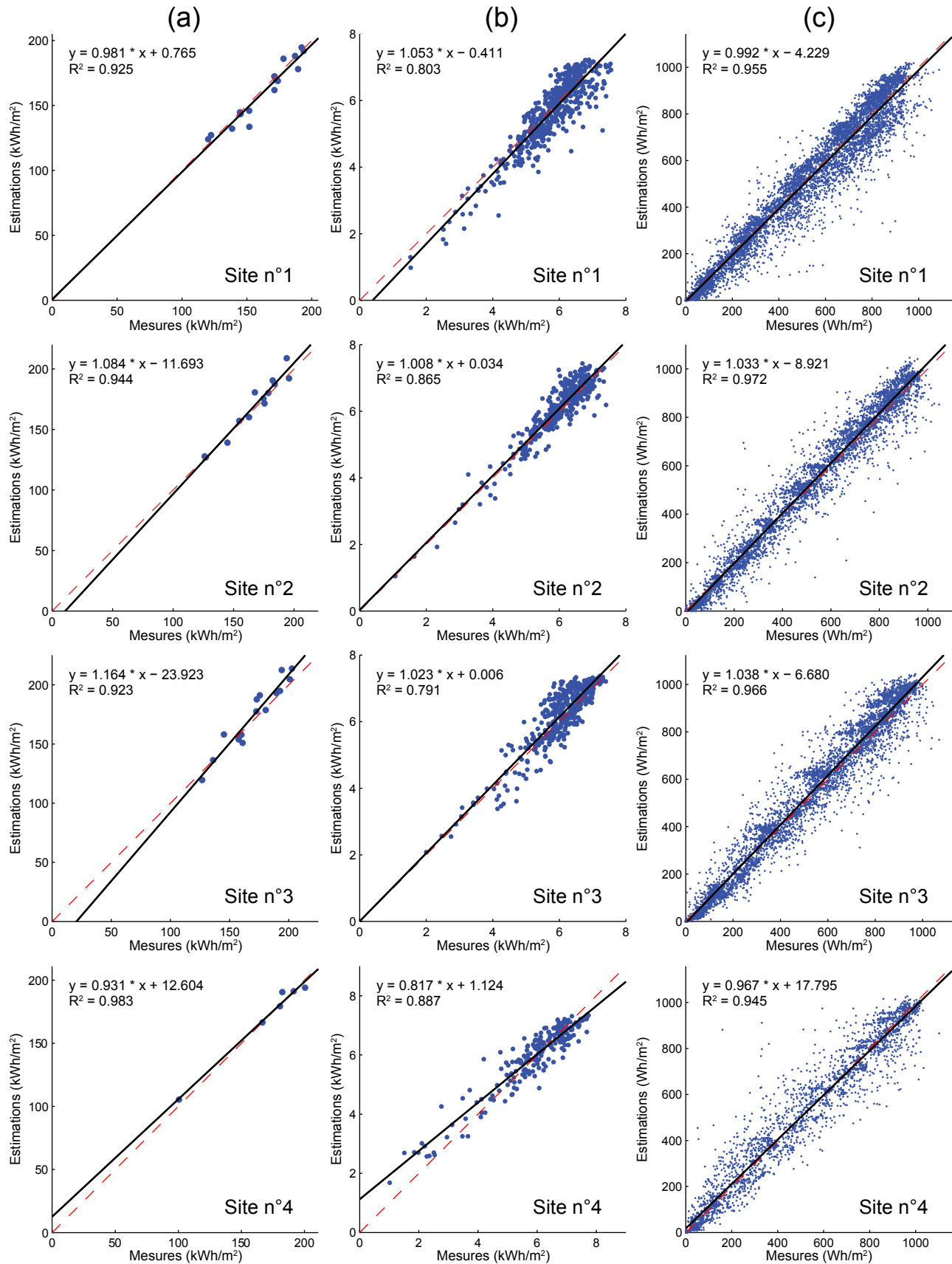


FIGURE 3.8 – Diagrammes de dispersion de l’irradiation globale mensuelle (a), journalière (b) et horaire (c) estimée vis-à-vis de celle mesurée pour chaque site ; y sont représentés la droite de régression (en noir) et son équation, la droite identité  $y = x$  (pointillés rouges), et le coefficient de détermination.

résultats (Le Borgne *et al.*, 2005 ; Le Borgne *et al.*, 2006, 2007), de surcroît vis-à-vis du rayonnement instantané et non de l'irradiation qui, en raison de la résolution horaire, devrait logiquement présenter de moins bons résultats. Sur l'année 2004, l'erreur relative journalière et horaire relevée était ainsi respectivement égale à 8,6 % et 16,7 %, le biais étant, pour les deux intervalles de temps, positif mais pas significatif ( $\approx +2\%$ ). De même, la campagne de validation réalisée en 2006 au-dessus de l'Atlantique équatorial, à des latitudes proches de celle de Djibouti, a présenté, au pas horaire, une RRMSE, une RMSE et un coefficient de corrélation compris respectivement entre 12,9 % et 22,4 %, entre 3,5 % et 9,5 % et entre 0,947 et 0,969. Enfin, la comparaison réalisée de janvier 2004 à avril 2006, avec un très grand nombre de points et une dispersion géographique des sites de mesure plus importante, aura de nouveau montré le même type de résultats : une erreur relative de 8,7 % sur la journée et de 17 % sur l'heure, et un biais positif et négligeable.

Au-delà des simples études de validation du modèle OSI SAF, nous nous sommes également intéressés à celles analysant la précision d'autres modèles reconnus, basés eux aussi sur l'utilisation de clichés satellitaires, tels que *Heliosat* ou *Heliosat-2* notamment (Beyer *et al.*, 1996 ; Rigollier, 2004). Selon la littérature examinée par Rigollier (2004), le premier a ainsi présenté une erreur relative journalière comprise entre 9 % et 16 % pour différents sites en Europe, en Amérique du Nord, au Brésil ou au Sahel, et une erreur horaire comprise en 14 % et 30 % (Europe exclusivement). La comparaison effectuée par les mêmes auteurs entre les mesures de 35 stations européennes et les estimations du modèle *Heliosat-2* a par ailleurs conduit aux résultats suivants : une RRMSE diurne (respectivement horaire) comprise entre 10 % (respectivement 18 %) en juillet et 20 % (respectivement 45 %) en janvier, avec un coefficient de corrélation journalier compris, dans le même temps, entre 0,94 et 0,95 (respectivement entre 0,83 et 0,90 sur l'heure). Si ces résultats montrent une corrélation légèrement supérieure sur la journée, mais plus faible sur l'heure, en regard de notre atlas, on constate que l'erreur apparaît également plus élevée, notamment pour juillet, un mois durant lequel le climat européen se rapproche sensiblement du climat général de Djibouti. À cet égard, une étude intéressante, du fait de la plus ou moins grande proximité climatique du pays considéré avec Djibouti, a été réalisée en Iran par Moradi *et al.* (2009), toujours avec *Heliosat-2*. La comparaison sur le site de Yazd, dont le climat est de type aride, a ainsi abouti, pour l'année 2004, à une erreur relative et un coefficient de détermination des estimations journalières de 9,9 % et 0,905, respectivement.

#### 3.3.3.4 Conclusion

En définitive, le modèle OSI SAF a permis de produire un atlas solaire de l'irradiation dont la qualité reste globalement au niveau de celle déjà évaluée pour d'autres régions du globe, avec un degré de corrélation légèrement moindre mais une erreur relative également moins élevée. De plus, des études reposant sur l'utilisation d'autres modèles ont toutes conduit, dans des climats approchant ou non celui de Djibouti, à de moins bons résultats, avec un coefficient de corrélation semblable et une erreur souvent plus importante. En substance, même si les résolutions spatiale et temporelle du modèle OSI SAF gagneraient à être améliorées, et c'est au moins déjà le cas pour la première, ce dernier s'est toutefois montré suffisant pour estimer l'irradiation de manière précise dans un pays comme Djibouti, où les conditions climatiques apparaissent clairement préférentielles. La variabilité des sites de mesure nous indique enfin que les estimations de l'atlas solaire final restent non seulement consistantes avec l'altitude et la qualité du pixel LML (« terre » ou « terre et mer »), mais aussi, et la dernière section de ce chapitre nous le confirmera, avec les fluctuations du climat (sur le même site ou d'un site à l'autre).

## 3.4 Cartographie du potentiel solaire de la République de Djibouti

Comme nous avons pu le voir dans la section 3.2, l'atlas solaire de la République consiste en une base de données spatiotemporelles de l'irradiation, dont on peut extraire une représentation statique globale, c.-à-d. cartographique, afin ensuite d'exploiter cet outil dans des études dynamiques locales. Afin d'extraire l'information spatiale sur la ressource solaire généralement disponible à travers le territoire, et donc de mesurer son importance d'une région à l'autre, on peut quantifier l'irradiation moyenne incidente sur la période considérée ainsi que sur des *sous-périodes* de référence. Sont par conséquent exposées dans cette section les cartes mensuelles et annuelle de l'irradiation journalière moyenne, compilées à partir des données estimées entre 2008 et 2011, de même que leurs caractéristiques principales.

### 3.4.1 Méthode

On détaille ici la méthodologie suivie aussi bien pour construire la cartographie solaire mensuelle et annuelle de Djibouti que pour en extraire les tendances principales.

#### 3.4.1.1 Construction de la cartographie

En raison du mouvement apparent du soleil vis-à-vis de la Terre, le pas de temps annuel représente la période d'un cycle climatique ; la donnée d'irradiation agrégée sur au minimum une année permet donc, en théorie, de retrouver l'information suffisante sur la variabilité du potentiel solaire au sein d'une région donnée. Cependant, pour que cette dernière soit valable de manière durable dans le temps, c.-à-d. pour prédire au mieux l'irradiation des périodes futures, il est nécessaire de retrouver la ressource sur un intervalle comprenant *a minima* plusieurs années, afin de faire ressortir une *année type* en moyennant sur les valeurs de l'échantillon ainsi formé (Lorenzo, 2003). Typiquement, le format principalement utilisé dans la littérature pour la représentation cartographique est celui de l'irradiation journalière moyenne (Cogliani *et al.*, 2008 ; Janjai *et al.*, 2011 ; Martins *et al.*, 2007 ; Munzhedzi et Sebitosi, 2009), sans doute parce que le jour constitue le cycle solaire apparent élémentaire (*nyctémère*), et permet donc de représenter sur le même plan les tendances de périodes de temps différentes (semaine, mois, année). Nous avons donc extrait ici, depuis l'atlas du pays, les moyennes mensuelles de l'irradiation globale journalière d'une part, afin d'observer l'évolution du gisement solaire au cours du temps, et la moyenne annuelle d'autre part, afin d'estimer l'importance globale de la ressource.

#### 3.4.1.2 Analyse statistique

Les différents paramètres statistiques de base calculés sur les cartes ainsi produites, et présentés ci-après, l'ont été vis-à-vis de l'irradiation au sein du pays, c.-à-d. correspondant à la surface située à l'intérieur des frontières de celui-ci. Pour ce faire, afin de minimiser l'erreur sur la fraction des pixels LML effectivement contenue à l'intérieur du pays, nous avons d'abord augmenté la résolution des cartes originales puis converti la donnée vectorielle de la frontière du pays, fournie par le CERD, au format matriciel à l'aide d'une méthode de conversion (Peuquet, 1981 ; Van Der Knaap, 1992). Une fois déterminé l'ensemble des pixels de la nouvelle résolution composant l'aire du territoire

djiboutien, il nous a fallu pondérer l'irradiation incidente estimée sur chacun d'entre eux par leur surface effective, celle-ci variant avec la position géographique. Pour ce faire, nous avons, pour chaque pixel, approximé localement l'ellipsoïde terrestre avec une sphère, de rayon de courbure totale  $R_T = \sqrt{N\rho}$ , où  $N$  représente la *grande normale à l'ellipsoïde*<sup>8</sup> et  $\rho$  le rayon de courbure principale dans la direction du méridien<sup>8</sup> (Bossler, 2012), puis intégré l'élément de surface correspondant<sup>9</sup>.

### 3.4.2 Résultats : cartographie de l'irradiation journalière moyenne

La carte annuelle de la FIGURE 3.9 indique le niveau moyen d'irradiation disponible au cours d'une journée en République de Djibouti, alors que la cartographie de la FIGURE 3.10 présente l'évolution générale du gisement solaire au cours des 12 mois de l'année. Le TABLEAU 3.3 regroupe les différentes grandeurs statistiques extraites de ces cartes, avec notamment l'intervalle, la moyenne et l'écart-type de l'échantillon de données géographiques ainsi que la fraction du territoire exposée à une certaine quantité de rayonnement.

Dans un premier temps, la cartographie annuelle nous montre que le potentiel solaire de la République est non seulement important, mais également assez peu variable d'une région à l'autre, ce qui se confirme par une moyenne élevée (5,87 kWh/m<sup>2</sup> jour) et un écart-type faible (0,229 kWh/m<sup>2</sup> jour). Par comparaison avec d'autres études (Janjai *et al.*, 2011 ; Martins *et al.*, 2007 ; Munzhedzi et Sebitosi, 2009) ou encore avec l'irradiation incidente annuelle théorique à la surface du globe (NASA, 2013), située dans l'intervalle 1,51 – 6,98 kWh/m<sup>2</sup> jour, on constate en effet que le gisement solaire du pays se situe dans la tranche haute de la ressource mondiale. En outre, on peut observer le découpage de la région en deux grandes zones climatiques distinctes, confirmant par là même les moins bons résultats observés pour les sites 1, 3 et 4 du réseau de mesures (*cf.* section 3.3.3.2), et ce, bien que les valeurs de certains pixels apparaissent différentes localement : le sud-est et le nord-est du pays au contact du golfe de Tadjourah compris entre environ 5,4 kWh/m<sup>2</sup> jour et 5,8 kWh/m<sup>2</sup> jour d'une part, et tout le territoire depuis le Ghoubbet jusqu'à la frontière occidentale compris entre 5,8 kWh/m<sup>2</sup> jour et 6,2 kWh/m<sup>2</sup> jour d'autre part. Cette démarcation est par ailleurs également visible dans le TABLEAU 3.3 où l'on constate en effet que 47 % du pays possède un gisement situé dans l'intervalle 5,1 – 5,9 kWh/m<sup>2</sup> jour et 53 % sur l'intervalle supérieur (5,9 – 6,6 kWh/m<sup>2</sup> jour).

Dans un second temps, les cartes mensuelles et leurs caractéristiques, en particulier la fraction du territoire où l'irradiation se situe dans l'un des 5 intervalles présentés, nous donnent des indications sur l'évolution du climat au cours de l'année. Les mois où le soleil est le plus bas dans le ciel, de novembre à février, sont ainsi ceux où le potentiel solaire est le plus faible, avec une irradiation moyenne comprise entre 5,00 kWh/m<sup>2</sup> jour et 5,56 kWh/m<sup>2</sup> jour, et le plus variable, avec un écart-type compris entre 0,28 kWh/m<sup>2</sup> jour et 0,56 kWh/m<sup>2</sup> jour. Du mois de mars au mois de mai, le gisement global reste relativement uniforme et élevé, entre 6,40 kWh/m<sup>2</sup> jour et 6,70 kWh/m<sup>2</sup> jour, avec une pointe en avril, lorsque le soleil est le plus haut, où 71 % de la région reçoit plus de 6,6 kWh/m<sup>2</sup> jour. Le déplacement consécutif de la ZCIT, qui traverse alors le pays de juin à septembre (*cf.* section 2.1.1.2), marque le retour du Khamsin, dont les conséquences sont nettement visibles en juillet et août où le potentiel moyen passe de 6,3 kWh/m<sup>2</sup> jour à 5,8 kWh/m<sup>2</sup> jour, et où plus de 60 % du territoire repasse sous la barrière des 5,9 kWh/m<sup>2</sup> jour ; le vent de sable apparaît de plus homogène sur l'ensemble de la région, avec un écart-type inférieur à 0,2 kWh/m<sup>2</sup> jour de juin à août. Ensuite, si la trajectoire

8. Voir le chapitre 4 pour l'explicitation de  $N$  et  $\rho$ .

9. Élément de surface  $dS$  en coordonnées sphériques géographiques (latitude  $\varphi$  ; longitude  $\lambda$  ; rayon  $r$ ) :  $dS = rd\varphi \cdot r \cos \varphi d\lambda$

TABLEAU 3.3 – Caractéristiques principales des cartes des moyennes mensuelles de l’irradiation globale journalière sur Djibouti pour la période 2008-2011.

	Irradiation globale (kWh/m <sup>2</sup> jour)			Fraction du territoire où l’irradiation est comprise entre <sup>1</sup> (%)				
	Intervalle	Moyenne	Écart-type	3,7 & 4,4	4,4 & 5,1	5,1 & 5,9	5,9 & 6,6	6,6 & 7,3
Janvier	3,72 - 5,74	5,00	0,558	19,8	25,7	54,6	0,0	0,0
Février	4,61 - 6,06	5,56	0,394	0,0	19,4	58,4	22,2	0,0
Mars	5,59 - 6,92	6,46	0,259	0,0	0,0	4,9	50,7	44,5
Avril	5,73 - 7,21	6,70	0,272	0,0	0,0	1,1	27,9	71,0
Mai	5,40 - 7,06	6,40	0,217	0,0	0,0	3,9	87,3	8,9
Juin	5,43 - 6,68	6,30	0,162	0,0	0,0	3,3	95,5	1,2
Juillet	5,17 - 6,17	5,82	0,175	0,0	0,0	62,8	37,2	0,0
Août	5,16 - 6,31	5,83	0,166	0,0	0,0	66,4	33,6	0,0
Septembre	5,28 - 6,84	6,04	0,229	0,0	0,0	23,2	74,6	2,3
Octobre	5,17 - 6,51	5,96	0,214	0,0	0,0	33,6	66,4	0,0
Novembre	4,64 - 5,91	5,37	0,277	0,0	20,6	79,4	0,0	0,0
Décembre	4,05 - 5,54	5,04	0,387	8,2	37,0	54,8	0,0	0,0
Annuel	5,13 - 6,35	5,87	0,229	0,0	0,0	46,8	53,2	0,0

<sup>1</sup> Les bornes de chaque intervalle sont données en kWh/m<sup>2</sup> jour.

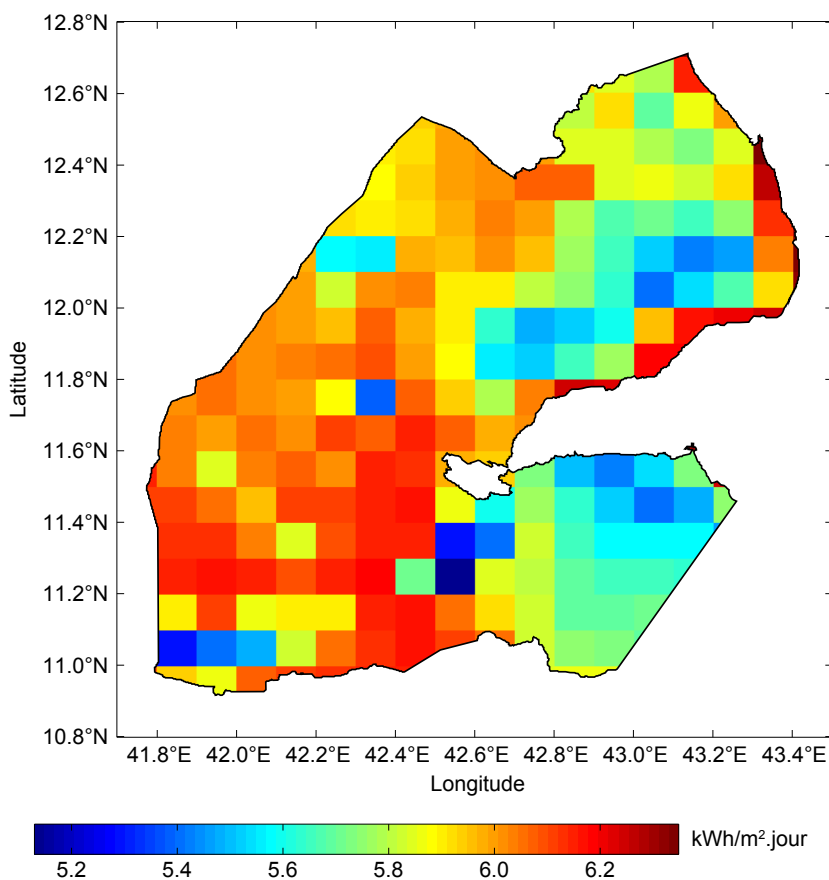


FIGURE 3.9 – Carte annuelle de l’irradiation journalière moyenne (kWh/m<sup>2</sup> jour) en République de Djibouti pour la période 2008-2011.

### 3.4 Cartographie du potentiel solaire de la République de Djibouti

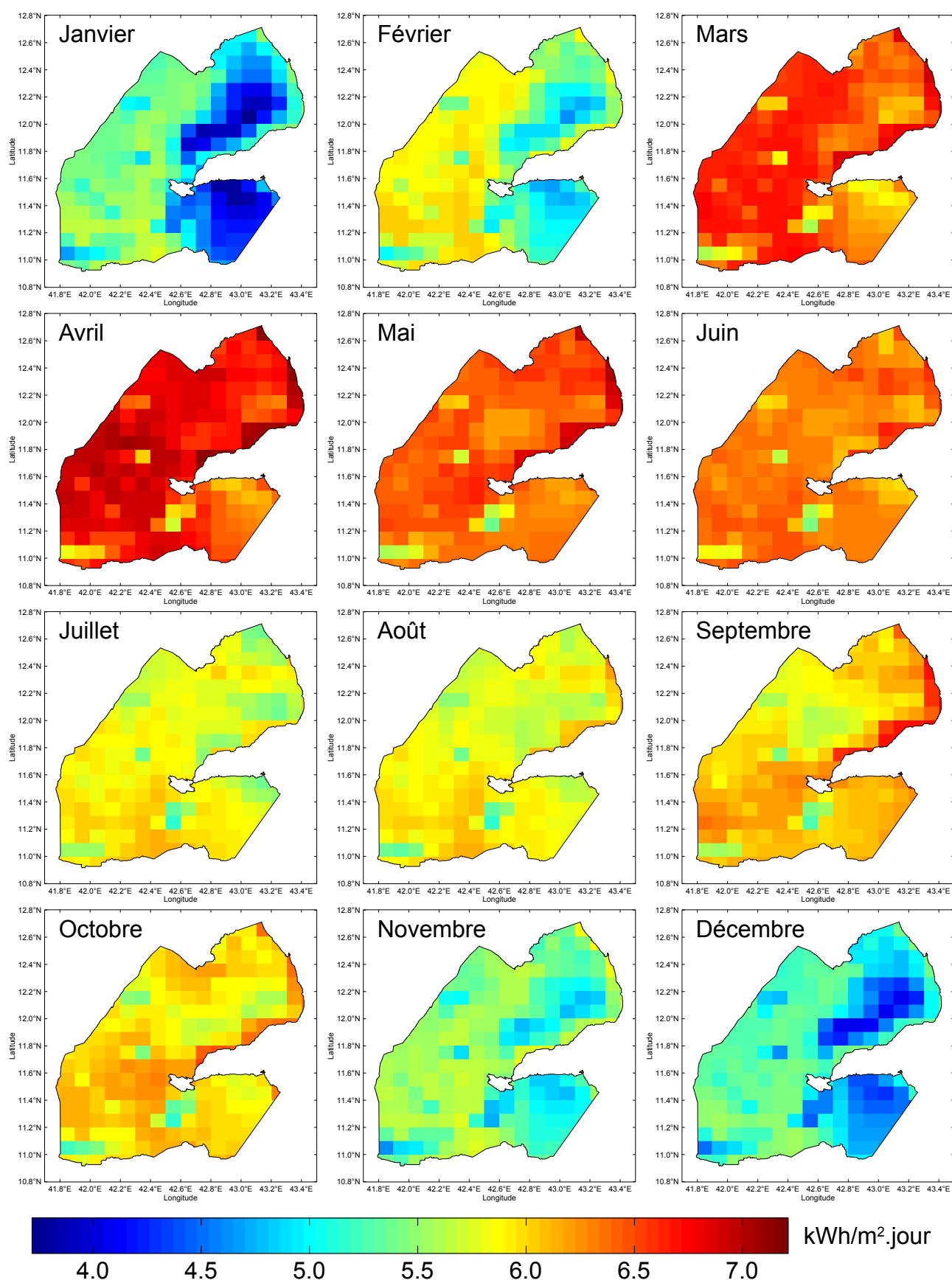


FIGURE 3.10 – Cartographie des moyennes mensuelles de l’irradiation journalière (kWh/m<sup>2</sup>.jour) en République de Djibouti pour la période 2008-2011.

solaire sur le mois de septembre correspond à celle sur la période mi-mars - mi-avril, les dernières manifestations de la saison chaude et du Khamsin sont sans doute responsables de l'irradiation malgré tout moins importante ( $\approx 6 \text{ kWh/m}^2 \text{ jour}$ ); en revanche, on constate que le mois d'octobre, qui est l'équivalent de la période mi-février - mi-mars, présente un potentiel à la croisée de ces deux mois et sensiblement identique à septembre. En fin de compte, on observe qu'aux deux *régions* solaires distinctes révélées par la carte annuelle se mêlent trois *périodes* solaires quadrimestrielles différentes au cours de l'année, respectivement de novembre à février, de mars à juin, et de juillet à octobre.

En conclusion, on remarque que le pays présente un potentiel particulièrement élevé dont l'homogénéité se révèle aussi bien spatiale que temporelle. Par ailleurs, on peut noter qu'avec une irradiation solaire moyenne de  $5,87 \text{ kWh/m}^2 \text{ jour}$ , la République de Djibouti reçoit l'équivalent de  $4,97 \times 10^{13} \text{ kWh}$  chaque année, soit plus de 20 000 fois l'énergie totale consommée par le pays en 2005 ( $\approx 2,42 \times 10^9 \text{ kWh}$ ) (Ahmed Aye, 2009).

## Conclusion

Comme pour toute planification énergétique, la mise en œuvre d'une électrification décentralisée à l'aide de la technologie photovoltaïque en République de Djibouti nécessitait, en premier lieu, d'évaluer le degré de disponibilité du *carburant* essentiel aux systèmes PV. Substantiellement, une cartographie du potentiel solaire devait donc être élaborée, afin d'en appréhender les paramètres quantitatif et qualitatif, à savoir respectivement l'importance du gisement et sa dispersion géographique au sein du territoire. Nous avons ainsi construit le premier *atlas solaire* du pays, reposant sur le modèle radiatif satellitaire développé par le centre OSI SAF, consistant à la fois en un outil cartographique et une base de données spatiotemporelles.

Le manque de données *in situ* de rayonnement rendait de fait indispensable l'utilisation d'un modèle d'estimation, lequel produit, soit de manière analytique, soit à partir de clichés issus du satellite MSG-2, une cartographie horaire du flux solaire instantané (SSI) à la résolution de  $0,01^\circ$ . Afin d'évaluer le gisement disponible, et dans l'optique d'une modélisation ultérieure des systèmes à énergie solaire, nous avons mis en œuvre une procédure, basée sur l'utilisation de l'indice de clarté, ayant permis de retrouver l'irradiation globale incidente à travers le pays sur la période 2008-2011. Dans le but de pouvoir apprécier la qualité et du modèle utilisé et des cartes d'irradiation ainsi déterminées, nous avons ensuite confronté les estimations obtenues avec des mesures au sol. Pour ce faire, il a fallu, en l'absence d'un quelconque réseau déjà existant et grâce à une collaboration établie entre l'Université de Corse et le CERD, mettre en place notre propre réseau pyranométrique temporaire, composé de deux stations Davis Instruments installées sur quatre sites différents répartis à travers le territoire.

Les résultats ainsi obtenus ont montré une bonne concordance entre les estimations de l'atlas solaire et les mesures *in situ*, notamment vis-à-vis de la littérature existante, avec des erreurs relatives journalière et horaire maximales respectivement égales à 8,05 % et 17,04 %, et une corrélation minimale de 0,8892. Subséquemment, la cartographie annuelle et mensuelle du potentiel solaire a permis d'observer que le pays présentait un gisement à la fois important, dans la tranche haute de la ressource mondiale avec en moyenne une irradiation incidente de  $5,87 \text{ kWh/m}^2 \text{ par jour}$ , et peu fluctuant, aussi bien à travers le territoire, avec un écart-type de  $0,229 \text{ kWh/m}^2 \text{ jour}$ , que dans le temps, entre  $5 \text{ kWh/m}^2 \text{ jour}$  et  $6,7 \text{ kWh/m}^2 \text{ jour}$  sur l'année. Par conséquent, l'hypothèse de l'électrification d'une partie des populations isolées du pays à l'aide de systèmes photovoltaïques se révèle, au sortir de ce chapitre, d'autant plus pertinente. La suite visera à infirmer ou confirmer cette pre-

mière conclusion, en intégrant pour cela au processus d'aide à la décision un ensemble de paramètres complémentaires, propres à l'énergie solaire (chapitre 4) ou aux systèmes PV (chapitre 5).





## Prise en compte du relief dans l'estimation de la ressource solaire

*Qui d'entre vous sait pourquoi le soleil se couche toujours à l'est ? [...] C'est la plus vieille histoire des hommes. Elle remonte selon l'expression consacrée à la nuit des temps. Mais d'abord rectifions l'erreur si souvent commise : le soleil ne se couche pas, non, il se cache.*

Cahier nomade, « La légende du soleil nomade »

Abdourahman A. Waberi

### RÉSUMÉ

---

Si les modèles utilisant des données satellitaires, comme celui développé par l'institut OSI SAF, permettent de retrouver le flux solaire incident en sortie de la couche atmosphérique, ils ne tiennent en revanche pas compte des effets du relief local sur ce dernier. Celui-ci interférant de manière plus ou moins importante sur le rayonnement disponible au sol, notamment au travers du phénomène d'ombrage engendré par l'horizon, il apparaît en effet pertinent de l'intégrer à l'atlas solaire nouvellement établi. Pour ce faire, nous avons donc développé une procédure dite de *désagrégation*, couplant l'utilisation d'un maillage d'altitude (MNT), à la résolution de 3 secondes d'arc ( $\approx 90$  m à l'équateur), aux cartes SSI issues du modèle OSI SAF. La première phase de cette étude a d'abord consisté dans l'élaboration théorique d'un modèle destiné à retrouver l'horizon autour d'un point de coordonnées géographiques données. En réalisant une campagne inédite de mesures topographiques au sol, nous avons pu comparer ses performances à celles de modèles déjà existants, vis-à-vis desquels le nôtre présente à la fois une précision plus importante et un temps de calcul plus faible. Le processus global de désagrégation, quant à lui, est appliqué à chaque pixel du MNT de la République de Djibouti et est constitué des étapes suivantes : le rayonnement global est, dans un premier temps, corrigé en altitude, puis dissocié en ses composantes directe et diffuse, sur lesquelles est appliqué un facteur d'ombrage spécifique déterminé à partir de l'horizon local, et enfin ré-agrégé. En définitive, en complétant la cartographie de l'irradiation globale incidente par un *filtre topographique*, cette méthodologie permet d'enrichir le niveau de l'information fournie par l'atlas solaire du pays.

---

## **Introduction**

Le chapitre précédent aura présenté le premier atlas solaire de la République de Djibouti, construit à partir du modèle satellite développé par l'institut OSI SAF dépendant de l'organisme européen EU-METSAT. Bien que ce dernier ne soit pas le plus performant qui existe en matière de résolutions spatiale et temporelle, nous avons malgré tout pu constater que l'atlas résultant présentait des estimations de la ressource solaire au sol tout à fait satisfaisantes. De plus, on notera que les outils informatiques développés pour le traitement des données satellitaires l'ont été dans un souci de généralisation ; ils pourront donc, par la suite, être réutilisés avec des modèles présentant une précision plus importante.

Cependant, à l'heure actuelle, aucun modèle satellite, et ce, quelle que soit sa résolution, ne permet d'appréhender un autre paramètre fondamental influant sur le rayonnement atteignant la surface : la topographie locale. Ainsi, si le modèle utilisé dans cette thèse permet d'estimer l'éclairement au sol à partir du rayonnement extraterrestre et d'une caractérisation de la couche atmosphérique, il n'est en revanche pas en mesure de nous renseigner sur l'interaction qui existe entre cet éclairement et le relief de la zone étudiée. Dans les faits, seule l'altitude correspondant aux pixels SSI est prise en compte par l'algorithme OSI SAF ; limitée à l'échelle spatiale du modèle, elle n'intervient que dans le calcul de l'épaisseur de la couche atmosphérique traversée.

L'idée a donc été de rajouter un filtre aux cartes SSI originales : une procédure destinée à élaborer une nouvelle cartographie du rayonnement intégrant les effets d'ombrage et la variation d'altitude au sein des pixels originels, engendrés par la topographie du terrain. Pour ce faire, nous avons mis en place une méthodologie de *désagrégation* de l'atlas solaire originel basée sur un modèle numérique de terrain (MNT) de résolution 3 secondes d'arc ( $\approx 90$  m à l'équateur). Ce chapitre détaille, dans un premier temps, les différentes étapes constituant ce processus de désagrégation, puis, dans un second temps, les résultats de ce procédé appliqué à la présente étude, à savoir le nouvel atlas solaire désagrégé de la République de Djibouti sur la période 2008-2011.

### **4.1 Influence topographique sur le rayonnement solaire : désagrégation des cartes d'irradiation**

L'atlas solaire construit dans le chapitre précédent est basé sur le modèle satellite développé par l'institut OSI SAF ; ce dernier évalue principalement le rayonnement solaire au sol à partir du rayonnement extraterrestre incident et des phénomènes de diffusion, absorption et réflexion engendrés par la couche atmosphérique, en ciel clair comme en ciel nuageux. Nonobstant le fait que la modélisation de cette transmissivité atmosphérique permette effectivement d'estimer le flux solaire en sortie à partir du flux en entrée, l'atmosphère devrait alors constituer l'unique obstacle au rayonnement pour que cette estimation soit toujours correcte en tout point du globe. De manière triviale, on constate que ce modèle reste une idéalisation de la réalité puisque la surface terrestre, du fait du relief, n'est absolument pas régulière, constituant de ce fait un obstacle supplémentaire, et différent d'une région à l'autre, à l'éclairement. Dans cette section, nous allons donc détailler la procédure élaborée dans le but, d'une part, de prendre en considération cette influence du relief et, d'autre part, de l'intégrer aux cartes d'irradiation globale précédemment construites.

### 4.1.1 Atlas solaire désagrégé : principe et objectifs

Nous le verrons plus en détail dans la suite, mais la prise en compte des effets du relief sur le rayonnement solaire requiert l'utilisation du relevé topographique numérique de la région considérée, appelé MNT. Ces MNT, de provenance et de résolution très diverses, se présentent sous la forme de maillages d'altitude ; l'intégration du relief à l'atlas solaire revient donc à calculer l'éclairement pour chaque nouveau pixel du MNT, à partir de celui issu des pixels des cartes SSI originelles. Étant donné que le MNT utilisé dans cette étude possède une résolution très inférieure à celle de la cartographie issue du modèle OSI SAF, on parlera alors de *désagrégation*.

Un point important reste à éclaircir au sujet de la présente méthodologie : quels sont les phénomènes, résultant de l'interaction du relief avec le flux solaire incident, qui seront modélisés ici ? Des différentes études et modèles déjà existants (Bosch *et al.*, 2010 ; Ruiz-Arias *et al.*, 2010b, 2009) ressortent deux effets principaux : l'ombrage engendré par l'horizon du relief local, et le gradient d'altitude. Au demeurant, la topographie du terrain peut également provoquer l'apparition de microclimats spécifiques ; cependant, la résolution maximale des canaux du capteur SEVIRI embarqué sur le satellite Meteosat ( $\approx 3$  km au nadir) ne permet pas l'observation de masses nuageuses à cette échelle (Schmetz *et al.*, 2002). La méthodologie de désagrégation présentée dans ce chapitre se concentre donc uniquement sur les effets directement relatifs au terrain, à savoir le rôle de masque solaire joué par le relief et la variation de l'épaisseur atmosphérique causée par le gradient d'élévation.

Les études déjà réalisées par Ruiz-Arias *et al.* (2010b) et Bosch *et al.* (2010) ont montré que la désagrégation des données solaires satellitaires permettait d'accroître la précision de l'atlas final. Toutefois, la trop grande multiplication des couches de modélisation peut aussi entraîner l'effet inverse, les erreurs inhérentes à chaque modèle s'ajoutant et altérant alors l'objectif initial. Substantiellement, il est en effet important de garder à l'esprit le but premier de la méthodologie de désagrégation de l'atlas solaire de Djibouti : accroître l'information sur la ressource disponible à travers le territoire. C'est pourquoi, et nous y reviendrons plus loin dans ce chapitre, cette étude se limite aux effets essentiels (ombrage et gradient d'altitude), et élude ceux qui, dans notre cas, apparaissent non seulement plus secondaires, mais aussi en mesure d'amplifier l'erreur finale plutôt que de la réduire (albédo de l'horizon principalement).

### 4.1.2 Mise en œuvre

Afin de désagréger les cartes de rayonnement compilées par l'algorithme OSI SAF, nous avons développé une procédure informatique sous le langage de programmation Matlab, et ce, toujours dans un souci de généralisation afin de la rendre réutilisable pour n'importe quelle région ou modèle satellite. Celle-ci s'inspire fortement d'études locales déjà publiées (Bosch *et al.*, 2010 ; Ruiz-Arias *et al.*, 2010b), et les étend à l'échelle régionale ; en ce sens, cette méthode se distingue des modèles cartographiques existants, principalement implantés au sein de logiciels orientés systèmes d'information géographique (SIGs).

#### 4.1.2.1 Modèles existants

Un certain nombre de modèles intégrant le relief au calcul du rayonnement solaire existent déjà à l'heure actuelle, et sont incorporés à des logiciels SIG tels que ArcGIS ou GRASS (Ruiz-Arias *et al.*, 2009). Ces derniers utilisent l'information contenue dans un MNT afin de retrouver l'élévation, le masque ou encore la pente et l'orientation, et ainsi estimer le flux solaire incident pour chaque pixel

de celui-ci. Seulement, et c'est en cela qu'ils diffèrent fondamentalement de la méthodologie de désagrégation, ces modèles reposent essentiellement sur des paramétrisations atmosphériques simplifiées (Ruiz-Arias *et al.*, 2010b, 2009) ; la consistance de leurs résultats reste donc limitée dans le cadre de l'élaboration d'un atlas solaire.

Par ailleurs, si le calcul de l'horizon à partir d'un MNT est intégré aux modèles précédents, ces derniers ne permettent pas de désagréger des cartes solaires produites par un dispositif externe, rendant dès lors nécessaire la réalisation d'une procédure complète. De plus, le calcul de l'horizon local sur un point du MNT, à l'aide d'un de ces modèles préexistants, aurait également requis de dissocier le processus complet selon plusieurs plateformes logicielles, limitant par la même les performances de la désagrégation. C'est pourquoi, afin d'éviter des temps de calcul qui, principalement en raison du calcul de l'horizon et du transfert de données entre différents langages de programmation, auraient été trop importants, nous avons estimé préférable de développer nous-mêmes l'ensemble des modèles composant la procédure globale, à l'aide du langage Matlab.

En effet, le caractère cartographique de la présente étude incite à optimiser les performances du modèle global, et donc des sous modèles dont il est constitué. La surface du pays, associée à la résolution du MNT utilisé, implique ainsi de retrouver l'horizon local pour plus de 2,5 millions de points ; sur un ordinateur classique, le temps de compilation du module *rhorizon* du SIG GRASS est, par exemple, d'environ trois secondes : l'évaluation du territoire complet approcherait alors les trois mois. Cette rapide démonstration illustre l'importance de l'étape de caractérisation de l'horizon dans le processus total de désagrégation à l'échelle régionale, et justifie l'élaboration d'un nouveau modèle dont le temps d'exécution soit plus performant et les résultats au moins tout aussi précis que ceux des exemplaires actuels. La paramétrisation, l'optimisation et la validation de l'efficacité de ce dernier occupent donc une place importante dans ce chapitre.

#### 4.1.2.2 Procédure générale

Le processus global de désagrégation des cartes d'irradiation solaire élaborées dans le chapitre précédent nécessite un certain nombre d'étapes, notamment décrites par Ruiz-Arias *et al.* (2010b) et Bosch *et al.* (2010), dont fait partie la modélisation de l'horizon local engendré par la topographie. Ces différentes phases de la procédure sont résumées par le synopsis de la FIGURE 4.1 : en noir sont représentées les données d'entrée, en rouge les données traitées, en bleu les données de sortie ; chaque bloc grisé fait par ailleurs référence à une section dans le texte. Les deux entrées principales sont le MNT de la région et les cartes de rayonnement (SSI) issues du modèle OSI SAF ; le traitement global permet ensuite de retrouver les cartes d'irradiation horaire du pays, pour la période considérée, possédant la résolution du MNT et intégrant les effets relatifs à la topographie.

Le bloc central de calcul du synopsis applique à chaque point du MNT une procédure constituée de deux branches principales. La première concerne uniquement la topographie, avec l'estimation de l'horizon local sur le point considéré ; à partir de ce dernier sont ensuite compilés les coefficients d'ombrage direct et diffus. La seconde branche se concentre sur le rayonnement avec, d'une part, la correction en altitude et, d'autre part, le calcul de l'indice de clarté  $k_t$  afin de décomposer l'éclairement global en ses composantes diffuse et directe. La fin du processus regroupe les résultats des deux parties, permettant ainsi de retrouver le rayonnement global horizontal désagrégé, les coefficients d'ombrage étant appliqués à chaque portion spécifique, directe ou diffuse, de celui-ci. Finalement, l'intégration sur l'heure de ces données minute de flux résulte alors sur l'irradiation horaire pour la période et le point considérés. Les différents paramètres secondaires nécessaires au traitement et apparaissant au sein du schéma (ellipsoïde, géoïde, position du soleil, modèle GTOPO30, rayonnement

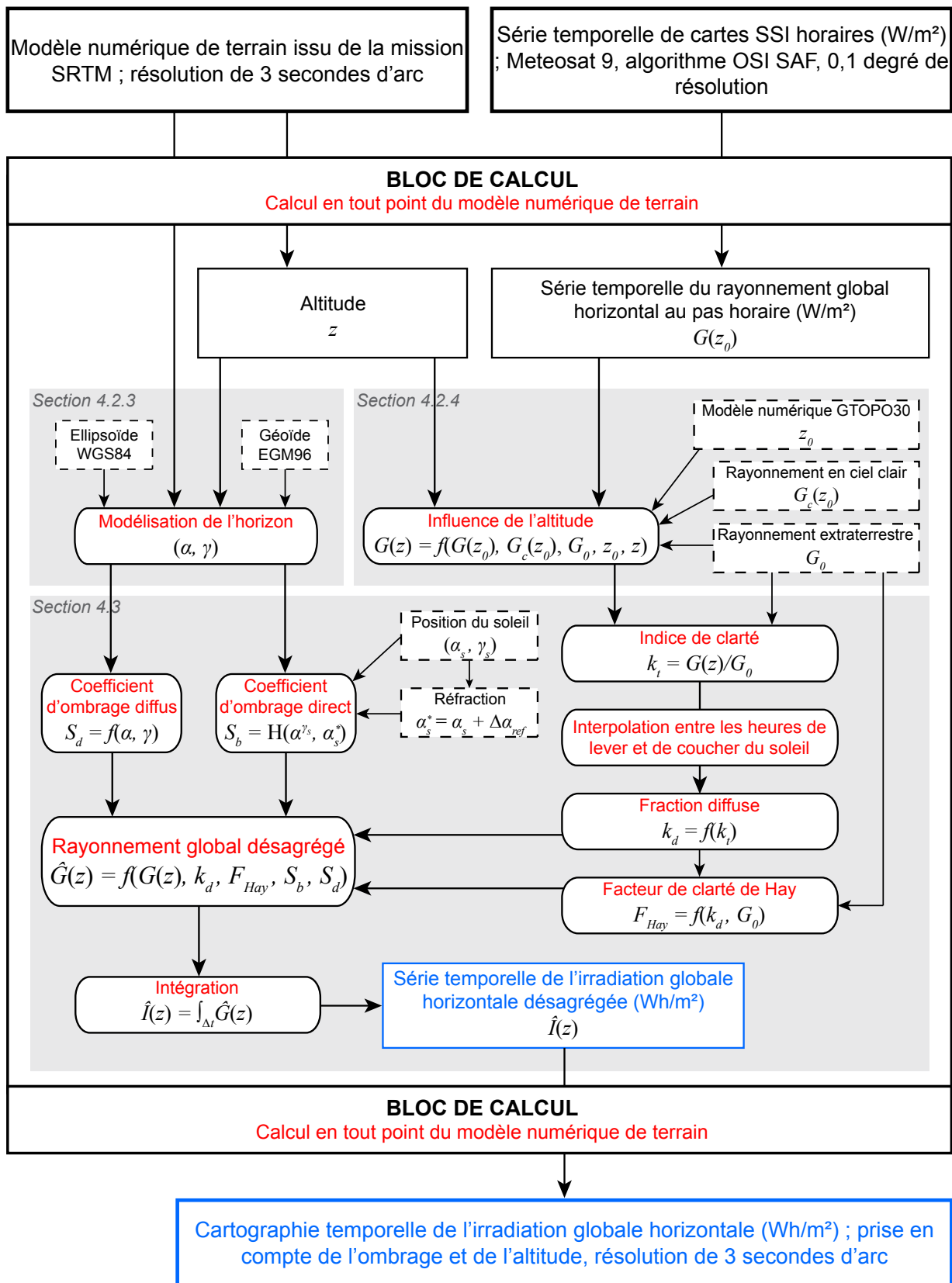


FIGURE 4.1 – Procédure de désagrégation des cartes SSI horaires issues du modèle OSI SAF (en noir, les données d'entrée, en rouge, les données compilées, et en bleu, les données de sortie). Chaque partie grisée du bloc de calcul correspond à une section dans le texte.

extraterrestre et rayonnement en ciel clair) seront explicités au fur et à mesure dans ce chapitre.

## 4.2 Modélisation de l'influence du relief

L'analyse au sol de l'interaction du rayonnement solaire avec la contrainte topographique naturelle nécessite tout d'abord de connaître cette dernière avec précision, c.-à-d. de posséder un relevé altimétrique détaillé de la région considérée. Aujourd'hui, nombreuses sont les données numériques d'altitude, indispensables dans l'optique d'une modélisation efficace des effets du relief de la région considérée, regroupées au sein de MNT possédant des résolutions plus ou moins élevées. L'utilisation d'un tel outil permet alors d'appréhender les deux caractéristiques majeures du relief local pouvant singulièrement modifier l'apport solaire au sol, à savoir l'horizon physique autour d'un point quelconque d'observation, ainsi que l'épaisseur de la tranche d'atmosphère au-dessus de ce point, directement corrélée à son altitude.

### 4.2.1 La mission SRTM : mesure de la topographie terrestre par interférométrie radar

Si un grand nombre de pays industrialisés possèdent d'importantes bases de données cartographiques nationales qui servaient, avant les années 2000, pour l'élaboration des différents MNT, ces derniers souffraient cependant de plusieurs défauts. D'une part, la résolution, l'échelle et la projection géographique utilisées étaient souvent spécifiques aux pays et pouvaient donc différer d'une région à l'autre ; d'autre part, la couverture du relief terrestre n'était pas globale, certaines régions, comme le continent africain, étant en effet dépourvues de relevés topographiques de qualité (Farr *et al.*, 2007). Ce fut là la volonté première de la mission SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) conjointement préparée par la NASA et la NGA (*National Geospatial-Intelligence Agency*), et en collaboration avec les agences spatiales allemande et italienne : proposer une représentation globale et consistante (même résolution et même échelle) de haute qualité de la surface topographique terrestre.

Comme son nom l'indique, la mission SRTM a consisté dans le balayage radar, depuis la navette spatiale *Endeavour*, et durant 10 jours du 11 février au 22 février 2000, de 80 % des terres émergées du globe comprises entre 60° de latitude nord et 57° de latitude sud (Farr *et al.*, 2007 ; Rabus *et al.*, 2003). L'utilisation d'un radar interférométrique à synthèse d'ouverture (InSAR), opérant dans la bande C (longueur d'onde = 5,6 cm), aura permis d'évaluer la topographie du terrain en mesurant les différences de phase entre les impulsions radar réfléchies par la surface et reçues au même moment par deux antennes distinctes (Farr *et al.*, 2007 ; Jarvis *et al.*, 2004). Le MNT de la surface terrestre produit à partir des données acquises lors de cette mission est un maillage altimétrique de résolution spatiale 1 × 1 seconde d'arc (MNT SRTM-1, ≈ 30 m à l'équateur), dont l'erreur verticale absolue est inférieure à 9 m (5,6 m pour l'Afrique) pour un intervalle de confiance de 90 %.

Les premières bases de données SRTM ont été rendues publiques par la NASA en 2003 ; cependant, si le maillage du MNT SRTM-1 est disponible pour les États-Unis, seul le maillage de résolution 3 × 3 secondes d'arc (MNT SRTM-3, ≈ 90 m à l'équateur), déterminé en moyennant 3 × 3 pixels du produit original, couvre la totalité du globe. Par ailleurs, une proportion non négligeable de points restent manquants dans le MNT originel, représentant ainsi une surface totale de 796217 km<sup>2</sup> (Jarvis *et al.*, 2008), principalement en raison du faible contraste dans l'image générée (pentes raides) ou des surfaces lisses (étendues d'eau ou de sable) réfléchissant trop peu d'énergie vers le radar (Farr *et al.*,

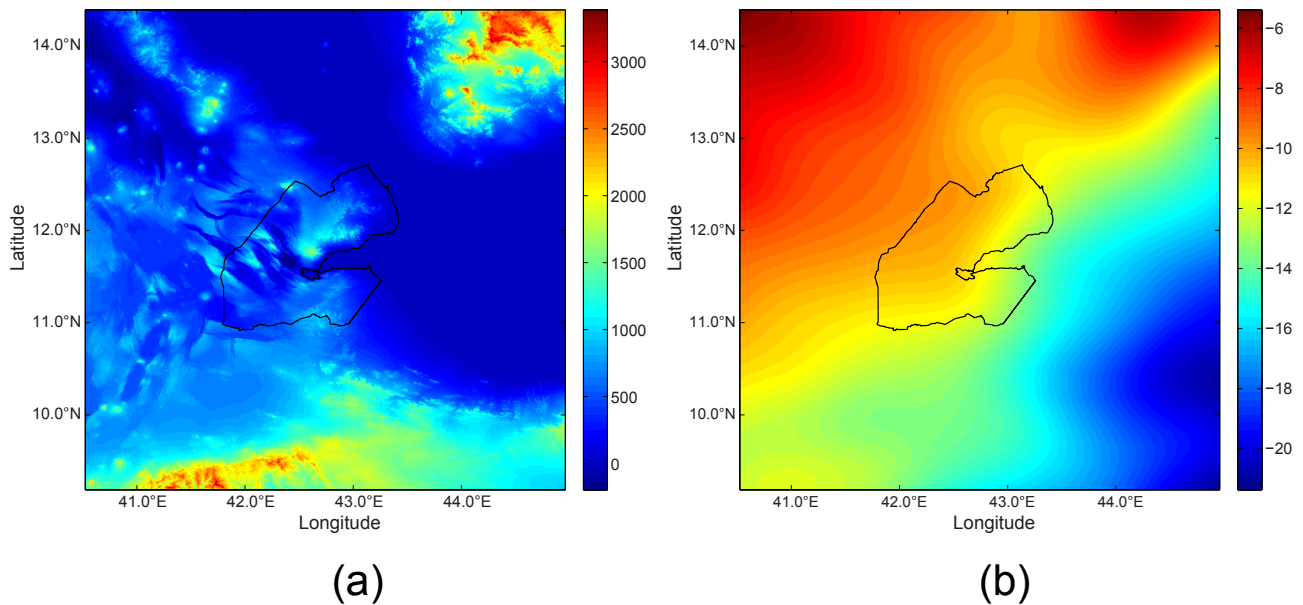


FIGURE 4.2 – (a) Dalle MNT SRTM-3 utilisée pour la prise en compte de l'influence du relief (altitude en mètres), et issue du site du CGIAR-CSI. (b) Ondulations du géoïde EGM96 vis-à-vis de l'ellipsoïde WGS84 pour la zone considérée (en mètres).

2007). Plusieurs techniques ont donc été développées afin de combler ces trous, reposant avant tout sur des algorithmes d'interpolation et l'utilisation de données d'altitude provenant d'autres sources et ont notamment été intégrées à un outil plus large de diffusion mis en place par le consortium CGIAR-CSI (*Consortium for Spatial Information*). Cet outil, destiné à faciliter l'exploitation des données SRTM complètes par une large gamme d'utilisateurs, est accessible via le site internet de l'organisme (Jarvis *et al.*, 2008) et permet de récupérer des *dalles* MNT SRTM-3 de  $5 \times 5$  degrés dont nous nous sommes servis dans le cadre de cette thèse.

#### 4.2.2 Définition et repérage géographique du modèle numérique de terrain

Un MNT est un maillage numérique de la surface topographique terrestre, où les coordonnées géographiques de chaque pixel sont définies en fonction de la forme mathématique utilisée pour représenter notre planète. Si celle-ci se rapproche fortement d'une sphère, cette description ne se révèle toutefois pas totalement exacte ; d'une part en raison de l'aplatissement aux pôles provoqué par la rotation de la Terre sur elle-même, et d'autre part parce que le champ de pesanteur n'est pas constant à sa surface, conséquence directe de la distribution des masses sur le globe et des fluctuations latérales de la densité terrestre (Conrad, 2011). Deux modèles de référence ont donc été utilisés par la mission SRTM pour la production et le repérage des données altimétriques qui nous intéressent : l'ellipsoïde de révolution WGS84 (*World Geodetic System 1984*) pour le positionnement horizontal (longitude et latitude géographiques), et le géoïde EGM96 (*Earth Gravitational Model 1996*) pour l'élévation verticale (altitude orthométrique). La FIGURE 4.2(a) présente la dalle MNT SRTM-3 utilisée dans cette thèse, dont le découpage géographique spécifique sera explicité par la suite.



#### 4.2.2.1 Repérage géographique : l'ellipsoïde de révolution WGS84

##### Définition du modèle

Le système de coordonnées WGS84 est un système de référence terrestre géocentrique, orthogonal et orienté main droite, où l'origine  $O$  est confondue avec le centre de masse de la planète, l'axe  $z$  représente l'axe des pôles, et l'axe  $x$  est l'intersection du méridien de référence (Greenwich) avec le plan normal à l'axe  $z$  et passant par l'origine (NGA, 2000). L'ellipsoïde WGS84 de centre géométrique  $O$  est une approximation mathématique de la forme du globe, construit par révolution autour de son demi-petit axe  $b$  d'une ellipse de demi-grand axe  $a$  et d'aplatissement  $f = \frac{a-b}{a}$ , dont les valeurs sont les suivantes :

$$\begin{aligned} a &= 6378137,0 \text{ m} \\ f &= 1/298,257223563 \end{aligned} \quad (4.1)$$

L'ellipsoïde est ainsi totalement défini par ces deux paramètres, à partir desquels on en déduit la première excentricité  $e$  qui nous sera utile pour la suite (Bossler, 2012) :

$$e^2 = \frac{a^2 - b^2}{a^2} = 2f - f^2 \quad (4.2)$$

##### Repérage géographique d'un point sur l'ellipsoïde WGS84

Soit un point quelconque  $M$  de l'espace cartésien  $(x, y, z)$ , et  $M^*$  la projection normale de  $M$  sur l'ellipsoïde telle que  $\overrightarrow{M^*M} = h \cdot \vec{n}$ , avec  $\vec{n}$  la normale à l'ellipsoïde en  $M^*$  (Bossler, 2012). En coordonnées géographiques, le point  $M$  est repéré par sa latitude  $\varphi$ , angle entre la normale  $\vec{n}$  à l'ellipsoïde en  $M^*$  et le plan équatorial, sa longitude  $\lambda$ , angle entre le méridien de référence et le méridien passant par  $M^*$ , et sa hauteur  $h$  relative à l'ellipsoïde le long de la normale. Tous les points du MNT SRTM-3 utilisé dans cette étude sont donc repérés par leur latitude géographique  $\varphi$  et leur longitude  $\lambda$  ; en revanche, l'altitude de chaque point ne correspond pas à la hauteur ellipsoïdale  $h$ , mais est déterminée à partir d'une autre surface de référence, le géoïde EGM96 (cf. section suivante).

##### Coordonnées géographiques - coordonnées cartésiennes

Il est souvent intéressant d'exprimer les coordonnées d'un point, et par extension d'un vecteur, de l'ellipsoïde dans l'espace cartésien, notamment dans le cas du produit scalaire dont nous ferons usage dans la suite. Comme on l'a vu précédemment, un point quelconque  $M$  est repéré en coordonnées géographiques le long du vecteur unitaire normal  $\vec{n}$ , avec  $\varphi$  l'angle entre  $\vec{n}$  et le plan équatorial, et  $\lambda$  l'angle de rotation de la projection de  $\vec{n}$  dans ce même plan. En coordonnées cartésiennes, la normale est donc définie comme dans le cas d'une sphère :

$$\vec{n} = \begin{pmatrix} \cos \lambda \cos \varphi \\ \sin \lambda \cos \varphi \\ \sin \varphi \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Par la suite, le passage des coordonnées géographiques  $\varphi$ ,  $\lambda$  et  $h$  d'un point  $M$  quelconque de l'ellipsoïde à ses coordonnées cartésiennes  $x$ ,  $y$  et  $z$  s'obtient par la transformation suivante (Bossler, 2012) :

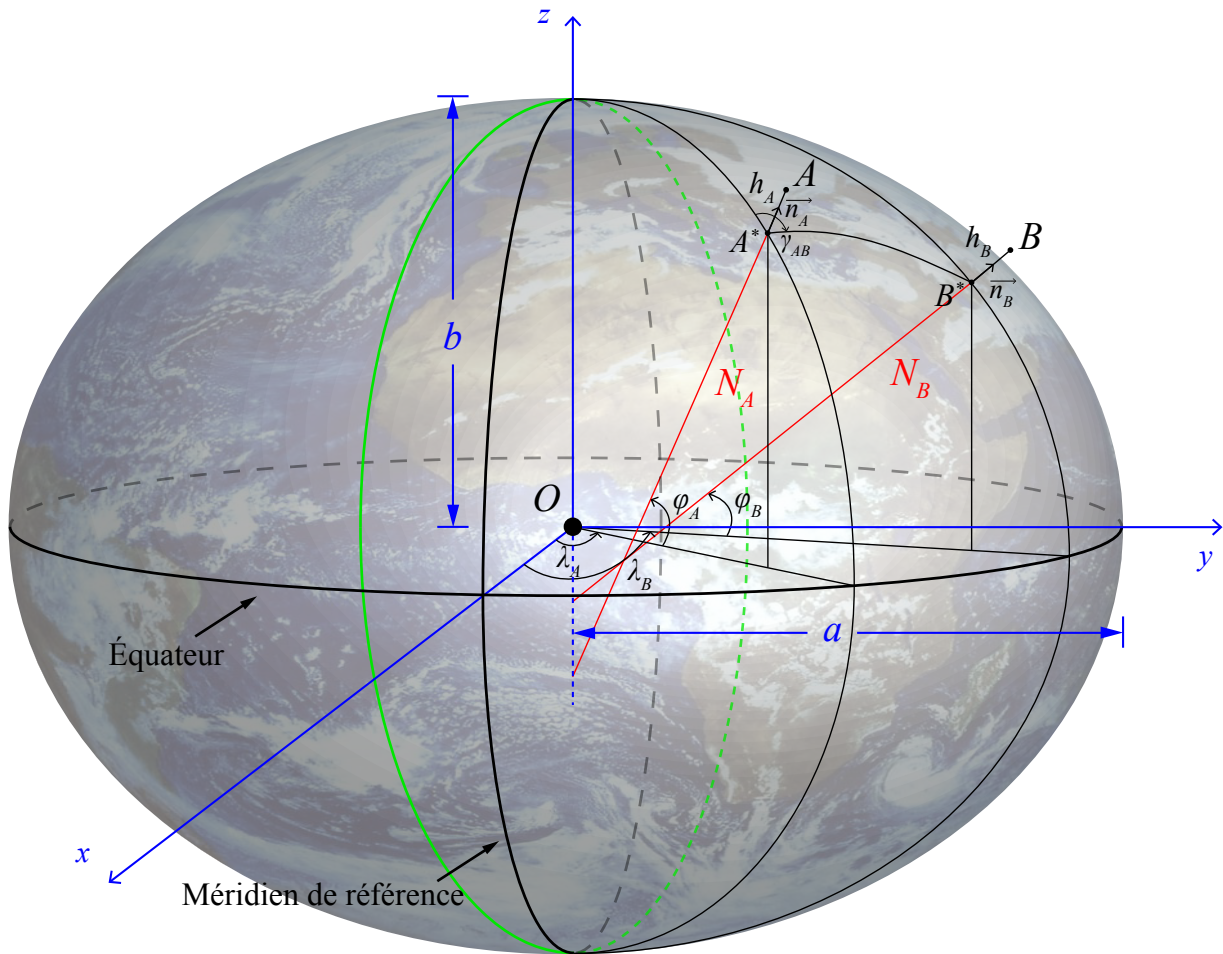


FIGURE 4.3 – Éllipsoïde de révolution WGS84 utilisé pour le repérage géographique du MNT issu de la mission SRTM. Celui-ci est généré à partir de la rotation d'une ellipse de demi-petit axe  $b$  et de demi-grand axe  $a$  (en vert) autour de l'axe  $z$ .

$$\begin{cases} x = (N + h) \cos \lambda \cos \varphi \\ y = (N + h) \sin \lambda \cos \varphi \\ z = (N(1 - e^2) + h) \sin \varphi \end{cases} \quad (4.4)$$

$N$  est appelée *grande normale à l'ellipsoïde* et représente la distance, le long de la normale  $\vec{n}$ , entre  $M^*$  et l'axe des pôles de l'ellipsoïde ; elle est exprimée en fonction de la latitude  $\varphi$  de  $M$ , de l'excentricité  $e$  et du demi-grand axe  $a$  :

$$N = \frac{a}{\sqrt{1 - e^2 \sin^2 \varphi}} \quad (4.5)$$

La FIGURE 4.3 présente l'ellipsoïde de révolution WGS84, avec deux points de l'espace cartésien repérés par leurs coordonnées géographiques,  $A(\varphi_A, \lambda_A, h_A)$  de grande normale  $N_A$  et  $B(\varphi_B, \lambda_B, h_B)$  de grande normale  $N_B$ , où  $\vec{A^*A} = h_A \cdot \vec{n}_A$  et  $\vec{B^*B} = h_B \cdot \vec{n}_B$ , que nous réutiliserons plus loin pour expliciter la modélisation de l'horizon.

#### 4.2.2.2 Référent altimétrique : le géoïde EGM96

Un géoïde est un modèle mathématique représentant une surface équipotentielle spécifique du champ de gravité terrestre très proche du niveau moyen des océans (NGA, 2000), et qui sert donc de niveau de référence à la mesure de l'altitude de la surface topographique terrestre. Le modèle EGM96 est avant tout un modèle de gravimétrie, conjointement développé par la NASA et la NGA (*National Geospatial-Intelligence Agency*), permettant d'évaluer les variations spatiales du champ de pesanteur sur Terre et, par conséquent, de caractériser les surfaces où celui-ci est constant (Lemoine *et al.*, 1998). Les ondulations de ce géoïde par rapport à l'ellipsoïde WGS84, c.-à-d. la distance séparant les deux représentations mathématiques en tout point du globe, sont alors mesurables et peuvent être déterminées à l'aide du modèle numérique fourni par la NGA (NGA, 2013). On peut alors, pour chaque point du MNT considéré, relier l'altitude relative à l'ellipsoïde  $h$ , ou altitude géodésique, à l'altitude orthométrique  $H$  relative au géoïde, à l'aide de l'ondulation  $\Delta_{WGS84-EGM96}$  du géoïde au niveau de la zone considérée (Lemoine *et al.*, 1998 ; NGA, 2000) :

$$h = H + \Delta_{WGS84-EGM96} \quad (4.6)$$

Selon que le géoïde est au-dessus ou en dessous de l'ellipsoïde, la variation  $\Delta_{WGS84-EGM96}$  est positive ou négative, et reste somme toute assez faible à travers le globe en étant approximativement comprise entre  $-107\text{m}$  et  $85\text{m}$  (NGA, 2000). La FIGURE 4.2(b) expose le maillage des ondulations du géoïde correspondant à la dalle MNT de la FIGURE 4.2(a), déterminé avec la même résolution spatiale ( $3 \times 3$  secondes d'arc) grâce à l'outil fourni par la NGA (NGA, 2013).

### 4.2.3 Modélisation de l'horizon

Ce que l'on appelle ici l'*horizon* physique est la représentation à  $360^\circ$  de la topographie terrestre observée depuis un point spécifique, et donc la matérialisation du masque engendré par le relief au niveau de ce point (*masque solaire*). Il est décrit, de la même façon que la position du soleil, dans le système de coordonnées horizontales par l'azimut  $\gamma$  et l'élévation angulaire  $\alpha$  des points constituant la ligne d'horizon *maximale*, c.-à-d. la ligne matérialisant la frontière entre le terrain et le ciel au sein du dôme hémisphérique d'observation. La FIGURE 4.4 schématise cette dernière, qui est ici vue depuis le point  $A(\varphi_A, \lambda_A, h_A)$ , et qui comprend le point  $B(\varphi_B, \lambda_B, h_B)$ , repéré dans le plan horizontal  $P$  par son azimut  $\gamma_{AB}$ , angle entre la direction sud/nord de référence et la direction  $AB$ , et sa hauteur  $\alpha_{AB}$ , angle entre le plan  $P$  et le vecteur  $\vec{AB}$ . La modélisation de l'horizon à partir d'un MNT consiste donc à retrouver, pour un point quelconque de celui-ci, l'élévation  $\alpha$  et l'azimut  $\gamma$  de tous les points autour de lui, puis de retrouver pour des lignes azimutales spécifiques *tirées* depuis ce point, comprises entre  $0$  et  $360^\circ$ , les hauteurs angulaires maximales et supérieures à  $0^\circ$  (présence d'un obstacle).

Le modèle développé pour déterminer l'horizon en chaque point du MNT SRTM-3 de la République de Djibouti l'a été dans un souci de précision, mais également de performance numérique en raison du nombre important de points à traiter au sein du pays ( $\approx 2,5$  millions). Eu égard aux erreurs originelles sur l'altitude ou la géolocalisation de ces points (Farr *et al.*, 2007), ou encore à celles dues au traitement ultérieur effectué par le CGIAR-CSI sur les données manquantes, le maillage utilisé n'est déjà pas en soi une représentation fidèle de la topographie réelle. C'est pourquoi nous avons décidé de réaliser un modèle d'horizon qui soit le plus rigoureux possible, et ce, afin d'éviter l'intrusion de toute erreur supplémentaire dans l'estimation finale ; par ailleurs, l'évaluation de l'erreur globale

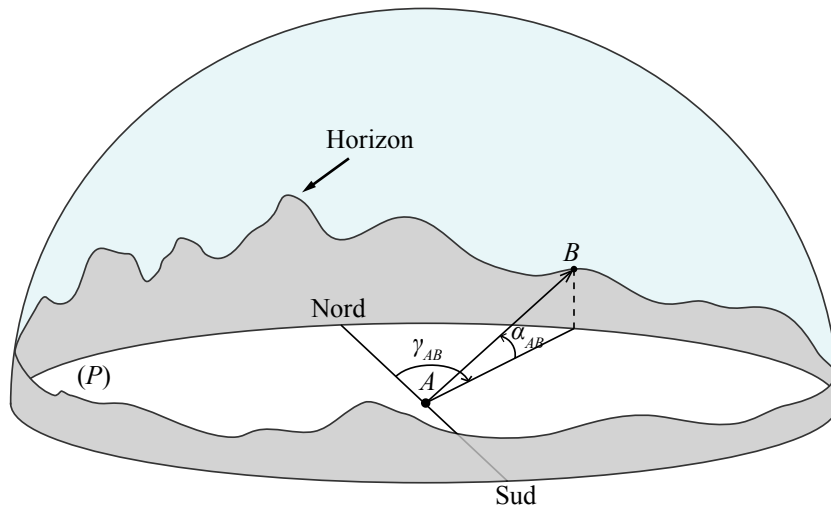


FIGURE 4.4 – Représentation de l’horizon, engendré par la topographie du terrain, dans les coordonnées horizontales  $(\gamma, \alpha)$  du plan  $P$  centré en  $A$ .

qui existe malgré tout entre l’horizon réel mesuré et l’horizon estimé fera l’objet de la dernière partie de cette section.

#### 4.2.3.1 Modèle théorique

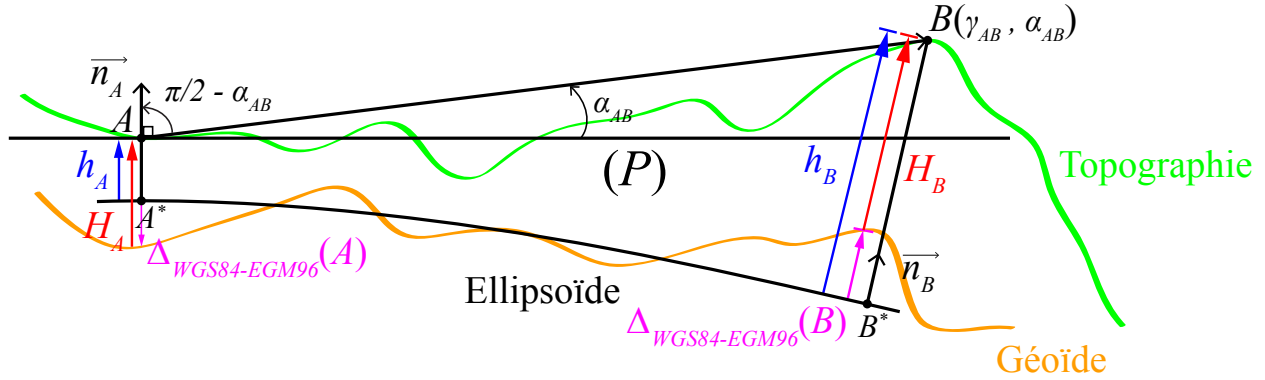
On présente ici le modèle développé pour retrouver l’élévation angulaire et l’azimut d’un point du MNT dans le plan horizontal centré sur un point d’observation particulier. Afin d’en améliorer la compréhension, nous nous référons toujours aux deux mêmes points  $A$  et  $B$  déjà décrits dans les FIGURE 4.3 et FIGURE 4.4.

##### Hauteur ellipsoïdale

Notre modèle théorique s’appuie sur les considérations géographiques (WGS84) et géomorphologiques (EGM96) préalablement établies et sur lesquelles est défini le MNT issu de la mission SRTM ; chaque point de la dalle de la FIGURE 4.2(a) est donc repéré par ses coordonnées géographiques et son altitude orthométrique (Farr *et al.*, 2007). Cependant, comme on peut le voir sur la FIGURE 4.4, si l’élévation angulaire d’un point de l’horizon  $B$  d’altitude  $H_B$  est corrélée à l’altitude  $H_A$  du point d’observation  $A$  considéré, cette dernière n’est pas déterminée à partir du même niveau de référence en raison des variations du champ de gravité à la surface de la Terre (géoïde). Pour pouvoir obtenir une mesure précise de l’angle  $\alpha_{AB}$  à partir du MNT, il est donc nécessaire d’appréhender l’altitude des deux points vis-à-vis d’une même surface régulière, telle que l’ellipsoïde WGS84 à partir duquel est défini le géoïde EGM96. On retrouve alors facilement les hauteurs ellipsoïdales  $h_A$  du point  $A$  et  $h_B$  du point  $B$ , et plus globalement de tous les points du MNT, grâce à la relation (4.6) vue précédemment :

$$\begin{aligned} h_A &= H_A + \Delta_{WGS84-EGM96}(A) \\ h_B &= H_B + \Delta_{WGS84-EGM96}(B) \end{aligned} \quad (4.7)$$

$\Delta_{WGS84-EGM96}(A)$  et  $\Delta_{WGS84-EGM96}(B)$  sont détaillées sur la FIGURE 4.5 et représentent les ondulations du géoïde par rapport à l’ellipsoïde, respectivement au niveau du point  $A$  et du point  $B$ .


 FIGURE 4.5 – Vue en coupe de la surface ellipsoïdale dans la direction  $AB$ .

### Élévation angulaire

La FIGURE 4.5 propose une vue en coupe de la surface ellipsoïdale dans la direction  $AB$ , sur laquelle sont repérés le géoïde, la topographie du terrain, et le plan horizontal  $P$  tangent à l'ellipsoïde en  $A$  (perpendiculaire à  $\vec{n}_A$ ) à partir duquel est déterminé l'horizon. Les méthodes pour calculer l'élévation angulaire  $\alpha_{AB}$  de  $B$  par rapport à  $A$ , c.-à-d. l'angle entre le vecteur  $\vec{AB}$  et le plan  $P$ , sont nombreuses, mais la plus simple et la plus rapide est sans nul doute l'utilisation du produit scalaire. L'angle  $\alpha_{AB}$  peut en effet être directement retrouvé en reliant le produit scalaire entre la normale  $\vec{n}_A$  et le vecteur  $\vec{AB}$  à l'angle entre les deux, complémentaire de  $\alpha_{AB}$  :

$$\vec{n}_A \cdot \vec{AB} = \|\vec{n}_A\| \cdot \|\vec{AB}\| \cdot \cos\left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{AB}\right) \quad (4.8)$$

La norme de  $\vec{n}_A$  étant égale à 1, l'horizon n'existant que si l'élévation angulaire est positive et en passant au sinus, on en déduit finalement que :

$$\alpha_{AB} = \max\left(\arcsin\left(\frac{\vec{n}_A \cdot \vec{AB}}{\|\vec{AB}\|}\right), 0\right) \quad (4.9)$$

Dans l'espace cartésien, la normale  $\vec{n}_A$  est directement donnée par la relation (4.3) ; on retrouve ensuite les coordonnées du vecteur  $\vec{AB}$  à partir de celles des points  $A$  et  $B$  sur l'ellipsoïde, et on en déduit aisément sa norme :

$$\vec{AB} = \begin{pmatrix} x_B - x_A \\ y_B - y_A \\ z_B - z_A \end{pmatrix} \quad \text{et} \quad \|\vec{AB}\| = \sqrt{(x_B - x_A)^2 + (y_B - y_A)^2 + (z_B - z_A)^2} \quad (4.10)$$

Avec les coordonnées cartésiennes des points  $A$  et  $B$  qui sont données par la relation (4.4) :

$$\begin{cases} x_A = (N_A + h_A) \cos \lambda_A \cos \varphi_A \\ y_A = (N_A + h_A) \sin \lambda_A \cos \varphi_A \\ z_A = (N_A(1 - e^2) + h_A) \sin \varphi_A \end{cases} \quad \text{et} \quad \begin{cases} x_B = (N_B + h_B) \cos \lambda_B \cos \varphi_B \\ y_B = (N_B + h_B) \sin \lambda_B \cos \varphi_B \\ z_B = (N_B(1 - e^2) + h_B) \sin \varphi_B \end{cases} \quad (4.11)$$

### Azimut

L'azimut  $\gamma$  est, en coordonnées horizontales, l'analogue de la longitude  $\lambda$  en coordonnées géographiques ;  $\gamma_{AB}$  représente donc ici l'angle de rotation entre la direction de référence Sud/Nord et la projection du vecteur  $\overrightarrow{AB}$  dans le plan horizontal  $P$  (cf. FIGURE 4.4). Par ailleurs, il est possible de rapidement calculer un azimut dans les coordonnées géographiques de l'ellipsoïde (cf. FIGURE 4.3), en utilisant la géométrie différentielle décrite dans la FIGURE 4.6. Ainsi, en appliquant la *première forme quadratique fondamentale* à l'ellipsoïde de révolution, on peut exprimer l'élément de longueur  $ds$  d'une courbe quelconque de celui-ci en fonction de  $ds_m$  et de  $ds_p$ , respectivement les éléments de longueur selon le méridien et le parallèle (Bossler, 2012 ; Eisenhart, 1909) :

$$ds^2 = ds_m^2 + ds_p^2 \quad (4.12)$$

Où les éléments  $ds_p$  et  $ds_m$  dépendent directement du paramétrage géographique  $(\lambda, \varphi)$  utilisé, tels que :

$$ds_m = f(\varphi)d\lambda \quad \text{et} \quad ds_p = h(\varphi)d\varphi \quad (4.13)$$

Avec  $f(\varphi)$  et  $h(\varphi)$  deux fonctions de la latitude géographique  $\varphi$ , directement déduites de l'expression de la première forme quadratique fondamentale dans les coordonnées géographiques  $(\lambda, \varphi)$  de l'ellipsoïde (Bossler, 2012 ; Eisenhart, 1909). Subséquemment, l'azimut d'une courbe quelconque de l'ellipsoïde est obtenu de manière triviale :

$$\tan \gamma = \frac{ds_p}{ds_m} = \frac{f(\varphi)d\lambda}{h(\varphi)d\varphi} \quad (4.14)$$

Cependant, le paramétrage géographique  $(\lambda, \varphi)$  n'est pas un paramétrage symétrique de l'ellipsoïde de révolution, c.-à-d. que la même variation angulaire sur un méridien et sur un parallèle ( $d\lambda = d\varphi$ ) ne correspond pas au même déplacement sur la surface ( $f(\varphi) \neq h(\varphi)$  pour tout  $\varphi \in [-\frac{\pi}{2}; \frac{\pi}{2}]$ ). Un paramétrage symétrique  $(\lambda, L)$  de l'ellipsoïde est donc défini de la manière suivante :

$$\frac{ds_p}{ds_m} = \frac{d\lambda}{dL} \quad (4.15)$$

Où  $L$  est appelée *latitude isométrique*, notamment utilisée pour la projection cartographique et déterminée à partir de la latitude géographique, mais non définie aux pôles ( $\varphi = \pm \frac{\pi}{2}$ ) (Bossler, 2012 ; IGN, 1995) :

$$L = \ln \left[ \tan \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \right) \cdot \left( \frac{1 - e \sin \varphi}{1 + e \sin \varphi} \right)^{\frac{e}{2}} \right] \quad (4.16)$$

On en déduit finalement l'expression de l'azimut  $\gamma_{AB}$  en intégrant l'équation (4.15) sur la *loxodromie*  $AB$ , soit la courbe d'azimut constant entre le point  $A$  et le point  $B$  :

$$\boxed{\gamma_{AB} = \arctan \left( \frac{\lambda_B - \lambda_A}{L_B - L_A} \right)} \quad (4.17)$$

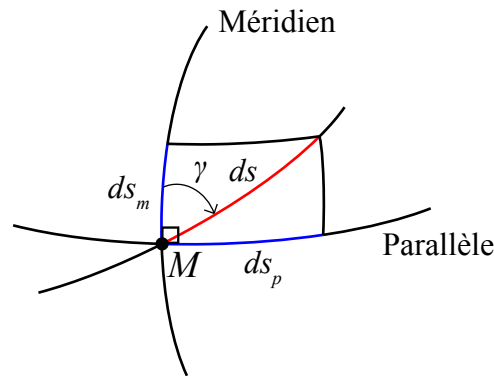


FIGURE 4.6 – Azimut  $\gamma$  d'une courbe quelconque tracée sur l'ellipsoïde, calculé à partir des éléments de longueur le long du méridien ( $ds_m$ ) et du parallèle ( $ds_p$ ) (Bossler, 2012).

#### 4.2.3.2 Construction de l'horizon

Nous avons jusqu'ici uniquement considéré l'élévation angulaire  $\alpha$  et l'azimut  $\gamma$  d'un seul point  $B$  du MNT vis-à-vis d'un point d'observation  $A$  particulier ; la construction de l'horizon complet nécessite alors d'appliquer le processus de calcul à l'ensemble du relief potentiellement visible depuis ce point. Une fois celui-ci parfaitement caractérisé dans le plan horizontal  $P$ , il est alors possible de repérer les points d'élévation maximale dans des directions azimutales spécifiques et, de fait, de construire l'horizon vu depuis le point  $A$  (cf. FIGURE 4.4). Dans le cas de Djibouti, la construction des horizons représente en quelque sorte une optimisation *multiobjectif* dans laquelle la précision doit être maximisée, et le temps de calcul minimisé. En effet, si l'influence des masques engendrés par le relief sur le rayonnement solaire doit être appréhendée au mieux, les 2,5 millions de points constituant la surface du pays nous incitent également à optimiser la procédure de traitement.

Un MNT étant un maillage géographique régulier d'altitude, de résolution  $R_{MNT}$ , il constitue donc par définition une matrice, au sein de laquelle chaque point initialement repéré dans la base  $(\lambda, \varphi, h)$  peut être repéré dans la nouvelle base  $(\gamma, \alpha)$  à l'aide des relations (4.9) et (4.17). Par ailleurs, comme décrit dans la section 4.2.1, la technologie InSAR permet de retrouver l'altitude d'une *surface* : les MNT issus de la mission SRTM sont donc des maillages de pixels carrés de côté  $R_{MNT}$ , repérés par les coordonnées géographiques de leurs centres géométriques (Farr *et al.*, 2007 ; Jarvis *et al.*, 2004).

Comme on peut le voir sur la FIGURE 4.7, la première étape du processus consiste à délimiter une nouvelle zone MNT rectangulaire plus restreinte, de largeur  $\Delta\lambda$  et de hauteur  $\Delta\varphi$ , autour d'un point d'observation  $A(\lambda_A, \varphi_A, h_A)$  donné ; la taille de cette zone est le facteur qui déterminera le temps de calcul de l'horizon considéré, et sera explicitée dans la section suivante. Une fois le maillage de pixels définissant le relief local connu, on retrouve l'élévation angulaire  $\alpha$  de chacun en appliquant la relation (4.9) aux coordonnées géographiques de leur centre  $M(\lambda, \varphi, h)$ .

Dès lors, ainsi qu'elle est décrite sur la FIGURE 4.7, une ligne d'azimut constant  $\gamma_{AF}$ , tracée depuis  $A$  jusqu'à la frontière du rectangle ainsi délimité, *traverse* un certain nombre de pixels  $[p_1, p_2, \dots, p_i]$  (grisés sur la figure) de hauteur  $[\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_i]$ . Sur cette courbe, le point spécifique  $B$ , qui possède une élévation  $\alpha_B$  (pixel sombre) supérieure à celle de tous les autres par lesquels celle-ci passe, appartient donc à la ligne d'horizon maximale observée depuis  $A$ . La méthode employée pour localiser les pixels par lesquels passe la loxodromie est simple : pour chaque pixel de centre  $M(\gamma, \alpha)$ , on détermine, à l'aide de la relation (4.17),  $\gamma_{NO}$ ,  $\gamma_{SO}$  et  $\gamma_{SE}$ , les azimuts respectifs des sommets nord-ouest, sud-ouest et sud-est du pixel considéré ; on en déduit ensuite si l'azimut  $\gamma_{AF}$  est compris entre  $\gamma_{NO}$  et  $\gamma_{SO}$  sur un

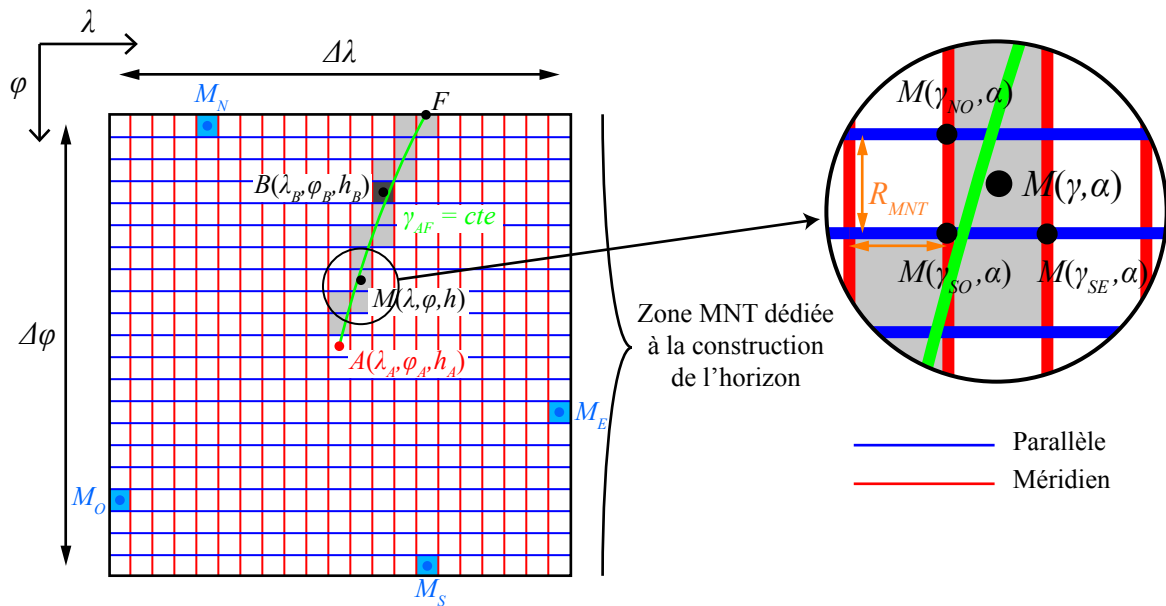


FIGURE 4.7 – Construction de l’horizon vu depuis le point A d’un MNT.

méridien, ou entre  $\gamma_{SO}$  et  $\gamma_{SE}$  sur un parallèle, et donc si la ligne azimutale correspondante traverse effectivement le pixel considéré. Une fois tous les pixels appartenant à la même ligne ainsi connus, on retrouve facilement le maximum de cet ensemble, soit la hauteur de l’horizon correspondant à l’azimut  $\gamma_{AF}$  (ici le point  $B$  sur la FIGURE 4.7).

Finalement, la construction globale de l’horizon consiste donc à répéter cette opération pour un ensemble de lignes azimutales  $[\gamma_{AF_1}, \gamma_{AF_2}, \dots, \gamma_{AF_i}]$ , que l’on préférera régulières, c.-à-d. possédant un pas spécifique. Celui-ci influant directement sur la précision et le temps de calcul de l’horizon, nous avons opté, dans cette étude, pour un pas azimutal de  $1^\circ$ .

#### 4.2.3.3 Distance caractéristique et optimisation de la procédure

La plupart des outils numériques permettant le calcul de l’horizon, qu’ils soient spécialisés comme le logiciel français Carnaval, ou qu’ils soient intégrés à un logiciel SIG, comme le modèle r.horizon (Hofierka *et al.*, 2007) inclus dans le module r.sun (Šúri et Hofierka, 2004) du logiciel GRASS GIS, laisse le choix de la distance maximale de recherche autour du point d’observation à l’utilisateur. Cependant, il apparaît de prime abord que la rotondité de la Terre délimite intrinsèquement l’altitude minimale d’un point du relief, de sorte qu’au-delà d’une distance donnée entre celui-ci et le point d’observation, celui-ci soit nécessairement *au dessous* du plan horizontal  $P$ . Ce phénomène est particulièrement visible sur la FIGURE 4.5, où l’on constate qu’au-delà d’un certain angle entre la normale  $\vec{n}_A$  et la normale  $\vec{n}_B$ , l’élévation angulaire  $\alpha_{AB}$  devient négative et n’appartient donc plus à l’horizon observé depuis  $A$ .

##### Distance caractéristique

On peut donc, pour faire suite à cette constatation, introduire la notion de *distance caractéristique*, ou autrement dit la distance maximale utile de recherche de points du MNT, appartenant potentiellement à la ligne d’horizon maximale. Dans notre modèle, la zone de recherche de l’horizon est une matrice MNT rectangulaire de largeur  $\Delta\lambda$  et de hauteur  $\Delta\phi$ , centrée sur le point d’observation défini



dans le système  $(\lambda, \varphi)$ . L'objectif est donc ici de retrouver la *zone caractéristique* de calcul d'un horizon, c.-à-d. la zone maximale utile de recherche de largeur  $\Delta\lambda_{max}$  et de hauteur  $\Delta\varphi_{max}$ , au-delà de laquelle l'élévation angulaire d'un point du MNT est nécessairement négative ou nulle.

Pour ce faire, on peut, dans un premier temps, exprimer les relations qui permettent de retrouver l'angle  $\varphi - \varphi_A$  sur un méridien (longitude constante), et l'angle  $\lambda - \lambda_A$  sur un parallèle (latitude constante), entre un point  $M$  quelconque, de coordonnées  $(\lambda, \varphi, h)$  et de grande normale  $N$ , et le point d'observation  $A$ , tels que  $\alpha_{AM} = 0$ . L'élévation angulaire devenant nulle lorsque l'angle entre la normale  $\vec{n}_A$  et le vecteur  $\vec{AM}$  est égal à  $\frac{\pi}{2}$ , cela revient à résoudre les deux équations suivantes :

$$\left(\vec{n}_A \cdot \vec{AM}\right)_{\lambda=\lambda_A} = 0 \quad \text{et} \quad \left(\vec{n}_A \cdot \vec{AM}\right)_{\varphi=\varphi_A} = 0 \quad (4.18)$$

De la symétrie de révolution de l'ellipsoïde découle une solution explicite à l'équation selon le parallèle :

$$|\lambda - \lambda_A|_{\varphi=\varphi_A} = \delta\lambda(h)|_{\varphi} = \arccos\left(\frac{(N_A + h_A)\cos^2\varphi_A - (h - h_A)\sin^2\varphi_A}{(N_A + h)\cos^2\varphi_A}\right) \quad (4.19)$$

En revanche, l'asymétrie de l'ellipse méridienne ne permet pas de retrouver une équation explicite de l'arc  $\varphi - \varphi_A$  ; on trouve une relation implicite reliant les latitudes  $\varphi$  et  $\varphi_A$  :

$$(N + h)\cos(\varphi - \varphi_A) + (N_A \sin\varphi_A - N \sin\varphi)e^2 \sin\varphi_A - (N_A + h_A) = 0 \quad (4.20)$$

Si cette équation peut être résolue numériquement (processus itératif, dichotomie), il est toutefois plus intéressant d'utiliser une approximation locale pour obtenir une solution explicite ; celle-ci est réalisée en assimilant l'ellipse méridienne à un cercle, dont le rayon est le rayon de courbure principale de l'ellipsoïde dans la direction du méridien (Bossler, 2012). Le terme central de l'équation précédente disparaît alors (excentricité nulle) et les grandes normales en  $A$  et en  $M$  sont remplacées par le rayon  $\rho$  de l'approximation sphérique locale calculé en  $A$  :

$$|\varphi - \varphi_A|_{\lambda=\lambda_A} = \delta\varphi(h)|_{\lambda} = \arccos\left(\frac{\rho + h_A}{\rho + h}\right) \quad (4.21)$$

Où le rayon de courbure principale  $\rho$ , dans la direction du méridien, est donné par la relation suivante :

$$\rho = \frac{a(1 - e^2)}{(1 - e^2 \sin^2(\varphi_A))^{\frac{3}{2}}} \quad (4.22)$$

Dans ce cas particulier,  $M$  est un point quelconque situé soit sur le méridien, soit sur le parallèle passant par  $A$  ; mais on peut aisément généraliser ces deux relations à n'importe quel point de coordonnées  $(\lambda + \delta\lambda(h)|_{\varphi}, \varphi + \delta\varphi(h)|_{\lambda}, h)$ , sachant que l'on aura donc toujours  $\alpha_{AM} \leq 0$ . On peut alors utiliser cette méthodologie pour retrouver la largeur  $\Delta\lambda_{max}$  et la hauteur  $\Delta\varphi_{max}$  de la zone maximale utile de recherche. Pour ce faire, on retrouve les points matérialisant les frontières dans les quatre directions cardinales,  $M_N(\lambda_{M_N}, \varphi_{M_N}, h_{M_N})$  au nord,  $M_E(\lambda_{M_E}, \varphi_{M_E}, h_{M_E})$  à l'est,  $M_S(\lambda_{M_S}, \varphi_{M_S}, h_{M_S})$  au sud et  $M_O(\lambda_{M_O}, \varphi_{M_O}, h_{M_O})$  à l'ouest, visibles sur la FIGURE 4.7, pour lesquels les conditions suivantes sont encore respectées :

$$\left\{ \begin{array}{ll} 0 \leq \varphi_{M_N} - \varphi_A \leq \delta\varphi(h_{M_N})|_{\lambda} & \& \lambda_{M_O} \leq \lambda_{M_N} \leq \lambda_{M_E} \\ 0 \leq \varphi_A - \varphi_{M_S} \leq \delta\varphi(h_{M_S})|_{\lambda} & \& \lambda_{M_O} \leq \lambda_{M_S} \leq \lambda_{M_E} \\ 0 \leq \lambda_A - \lambda_{M_O} \leq \delta\lambda(h_{M_O})|_{\varphi} & \& \varphi_{M_S} \leq \varphi_{M_O} \leq \varphi_{M_N} \\ 0 \leq \lambda_{M_E} - \lambda_A \leq \delta\lambda(h_{M_E})|_{\varphi} & \& \varphi_{M_S} \leq \varphi_{M_E} \leq \varphi_{M_N} \end{array} \right. \quad (4.23)$$

Ces conditions étant couplées entre elles, on détermine les coordonnées des points de chaque frontière par itération. Finalement, on en déduit les dimensions de la zone :

$$\Delta\varphi_{max} = \varphi_{M_N} - \varphi_{M_S} \quad \text{et} \quad \Delta\lambda_{max} = \lambda_{M_E} - \lambda_{M_O} \quad (4.24)$$

Quel que soit l'horizon recherché, il sera alors parfaitement défini par cette zone rectangulaire, de hauteur  $\Delta\varphi_{max}$  et de largeur  $\Delta\lambda_{max}$ , centrée sur le point d'observation considéré. Subséquemment, on peut alors, de la même façon, déterminer le MNT *utile* de la République de Djibouti, présenté dans la FIGURE 4.2, c.-à-d. le relief au-delà duquel il n'est plus nécessaire de regarder pour obtenir tous les horizons du pays avec une précision maximale.

### Réduction du temps de calcul

Si l'on connaît désormais, pour chaque point du MNT considéré, la taille maximale de la zone de recherche associée au calcul de l'horizon, une autre problématique apparaît cependant *de facto* : plus cette zone est grande et plus le temps de calcul d'un horizon est élevé. Dès lors, si l'on veut que le processus total de désagrégation reste efficient, il est essentiel de réduire le temps de compilation des horizons de l'entièreté du MNT, tout en gardant une précision acceptable. Cette optimisation requiert donc de réduire la surface des zones de recherche utilisées dans le calcul des horizons, puis d'évaluer, d'une part, le temps d'exécution correspondant et, d'autre part, l'erreur engendrée par rapport au modèle idéal, sachant que l'on cherche à minimiser les deux.

Pour ce faire, il nous faudrait compiler les horizons du pays pour une zone de taille  $(\Delta\varphi_{max}, \Delta\lambda_{max})$  et  $n$  zones de différentes tailles  $(\Delta\varphi_i, \Delta\lambda_i)_{i=1,2,\dots,n}$  plus faibles, puis déterminer l'erreur spécifique correspondante (RMSE). Évidemment, dans l'optique de minimiser le temps de calcul du processus complet, il serait particulièrement peu pertinent que la méthode destinée à retrouver un paramètre du modèle soit plus coûteuse que l'exécution du modèle lui-même. Aussi, afin d'éviter cet écueil, on peut faire appel aux inférences statistiques, ou autrement dit retrouver les caractéristiques les plus significatives de la distribution totale de cette erreur à travers le territoire, telles que la moyenne ou l'écart-type, en nous basant sur un ou des échantillons plus restreints tirés de celle-ci.

En matière d'inférence statistique, estimer le paramètre  $\theta$  d'une *population*  $F$ , constituant un ensemble d'observations, revient à déterminer la statistique  $\hat{\theta}$ , ou estimateur, variable aléatoire prenant la valeur  $\hat{\theta}$  pour chaque échantillon construit aléatoirement à partir de  $F$  (Walpole *et al.*, 2011). Dans le cas de la moyenne  $\mu$  d'une population  $F$  de distribution inconnue, il résulte du théorème central limite (TCL) que la distribution des valeurs  $\bar{x}$  de la statistique  $\bar{X}$ , moyenne d'un échantillon aléatoire  $x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$  de taille  $n$  issu de  $F$ , suit une loi approximativement normale centrée sur  $\mu$ . Cependant, la précision de l'erreur standard et des intervalles de confiance d'une estimation  $\bar{x}$  de  $\mu$  est fortement dépendante de la forme de la distribution de la population originelle ; de même pour l'estimateur  $S^2$  de la variance  $\sigma^2$ , qui suit une loi du  $\chi^2$  si et seulement si l'échantillon est issu d'une population suivant une loi approximativement normale (Walpole *et al.*, 2011).

L'exigence paramétrique de ces méthodes classiques incite alors à la recherche d'une solution

indépendante de la forme de la distribution, ou *non paramétrique*, et conservant une précision importante malgré des échantillons de taille réduite. Une démarche bien adaptée aux caractéristiques de notre problème est celle du *bootstrap* (Efron et Tibshirani, 1993), qui repose sur le principe statistique du *plug-in* : approcher le paramètre  $\theta$  d'une distribution quelconque  $F$ , tel que  $\theta = t(F)$ , à partir de l'estimation  $\hat{\theta}$  d'une *distribution empirique*  $\hat{F}$ , échantillon de  $n$  observations choisies aléatoirement parmi  $F$ , telle que  $\hat{\theta} = t(\hat{F})$ . Néanmoins, si l'on peut apprécier  $\theta$  à partir d'un échantillon de la population, il nous faut également connaître l'erreur commise sur cette estimation : c'est là l'idée centrale du concept du *bootstrap*. Ce dernier consiste dans le ré-échantillonnage de  $\hat{F}$ , c.-à-d. le tirage avec remise, au sein de la population empirique, de  $B$  échantillons aléatoires  $\hat{F}^{*(b)}$  de taille  $n$ , avec  $b = 1, 2, \dots, B$ , appelés *échantillons bootstrap*. On utilise alors la distribution des  $B$  valeurs  $\hat{\theta}^{*(1)}, \hat{\theta}^{*(2)}, \dots, \hat{\theta}^{*(B)}$ , estimations de chaque *échantillon bootstrap* telles que  $\hat{\theta}^{*(b)} = t(\hat{F}^{*(b)})$ , autour de  $\hat{\theta}$ , pour estimer l'erreur standard ou l'intervalle de confiance de l'estimation  $\hat{\theta}$  (Efron et Tibshirani, 1993 ; Singh et Xie, 2010).

Afin d'évaluer, en première instance, la diminution de l'erreur avec le temps de calcul de l'horizon, nous avons d'abord considéré des zones de recherche carrées pour 10 largeurs différentes, de 10 à 100 km par pas de 10 km. Le choix arbitraire d'une zone carrée traduit la volonté d'éviter au maximum les écueils d'un paramétrage trop excessif, qui pèserait sur le temps de compilation ; par ailleurs, les distances sont données en kilomètres pour faciliter la compréhension, et le pas de 10 km évite le traitement d'un trop grand nombre d'horizons. Par la suite, la première étape de la procédure consiste dans la sélection d'un échantillon aléatoire de  $n = 50$  points au sein du pays, sur lesquels chaque horizon est déterminé pour les différentes tailles de zone précitées ainsi que pour la zone caractéristique. En évaluant la RMSE de chacun de ces horizons vis-à-vis de l'optimum, on obtient un échantillon de 50 erreurs indépendantes  $\hat{E} = \{e_1, e_2, \dots, e_{50}\}$  pour chaque distance  $d = 10 \cdot k$  où  $k = 1, 2, \dots, 10$ , qui représente une estimation *plug-in* de la distribution totale  $E$  des erreurs. Le *diagramme en boîte* de la FIGURE 4.8 nous donne alors une indication sur la distribution de l'erreur commise, fortement asymétrique, ainsi que sur son évolution en fonction de la taille de zone considérée et donc du temps consommé.

On peut ainsi utiliser ce diagramme afin d'évaluer la distance de recherche d'un horizon correspondant au meilleur compromis entre précision et temps de calcul. Bien évidemment, selon le degré de fidélité désiré et les moyens informatiques à disposition, ce compromis ne sera pas nécessairement le même d'une étude à l'autre. Dans notre cas, le temps de calcul est exprimé pour un seul processeur et peut être approximativement divisé par le nombre de cœurs disponibles sur la machine considérée en utilisant un processus parallélisé. Si les valeurs limites peuvent être de fait exclues (erreur ou temps trop élevés), on constate graphiquement qu'un *saut* existe dans l'étalement de l'erreur entre 60 et 70 km, et c'est donc cette dernière qui a été employée dans cette thèse.

Une fois la zone définie, on recherche alors l'erreur probablement commise sur le calcul d'un horizon quelconque du pays, ce qui revient à estimer la moyenne  $\mu_E$  et l'écart-type  $\sigma_E$  de la distribution associée  $E$ . Pour cela, on construit un nouvel échantillon aléatoire empirique de  $n = 200$  erreurs  $\hat{E} = \{e_1, e_2, \dots, e_{200}\}$ , correspondant à  $d = 70$  km, à partir duquel on tire aléatoirement avec remise, et comme préconisé par Singh et Xie (2010),  $B = n^2$  *échantillons bootstrap*  $\hat{E}^{*(b)} = \{e_1^*, e_2^*, \dots, e_{200}^*\}$  où  $b = 1, 2, \dots, B$ . On détermine ensuite la moyenne  $\bar{e}^{*(b)}$  et l'écart-type  $s_e^{*(b)}$  de chacun de ces échantillons, leur distribution permettant de retrouver la précision de  $\bar{e}$  et  $s_e$ , statistiques construites sur la population empirique et qui infèrent les paramètres  $\mu_E$  et  $\sigma_E$  de la population globale. Une méthode simple pour appréhender les intervalles de confiance est celle des *percentiles*, mais l'asymétrie et le biais qui existent au sein de la distribution d'un écart-type (Walpole *et al.*, 2011) désignent la procédure  $BC_a$  (*bias-corrected and accelerated*) développée par Efron (1987) comme la meilleure

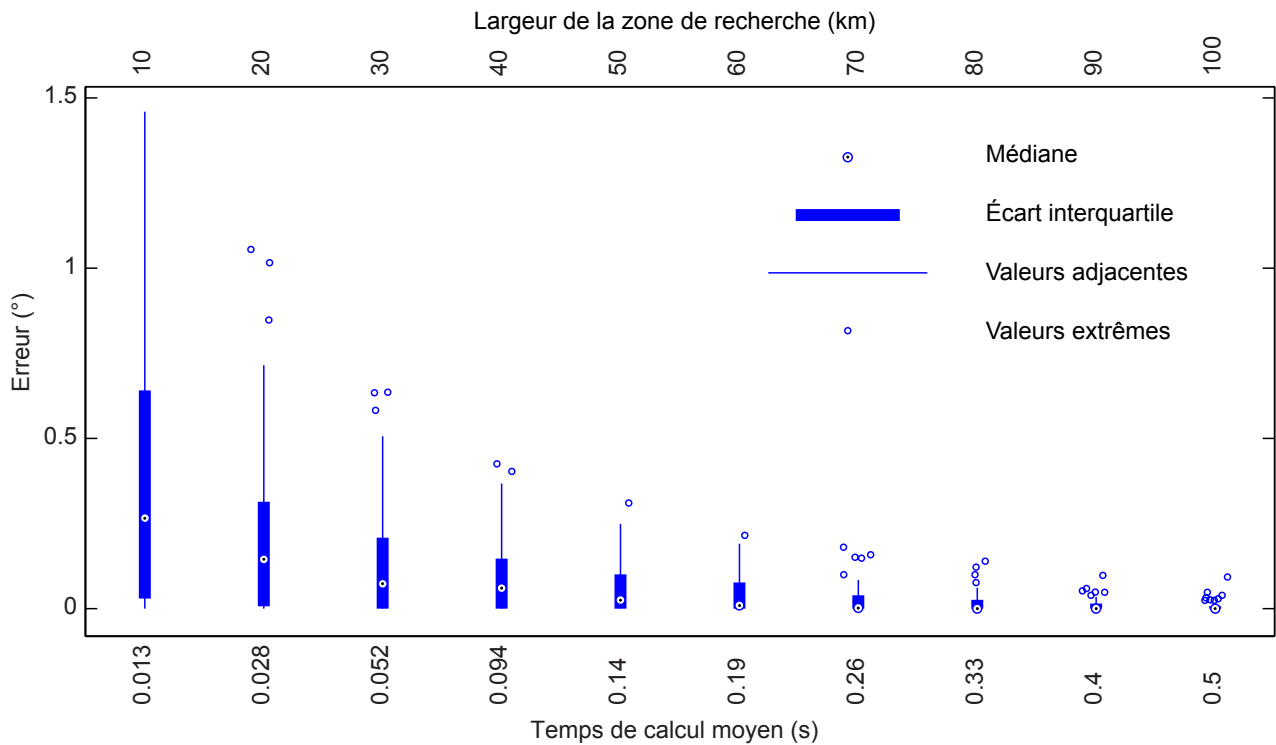


FIGURE 4.8 – Diagramme en boîte de l'erreur commise vis-à-vis de l'horizon idéal, en fonction de l'étendue de la zone de recherche utilisée et du temps de calcul moyen associé.

alternative. L'utilisation classique des *percentiles* approche, pour un niveau de signification  $\alpha$ , l'intervalle de confiance de l'estimation  $\hat{\theta}$  considérée à  $(1 - 2\alpha)\%$ , sous la forme  $[\hat{\theta}^{*(\alpha)}, \hat{\theta}^{*(1-\alpha)}]$ , où  $\hat{\theta}^{*(\alpha)}$  indique le  $100\alpha^{\text{ième}}$  *percentile* des  $B$  estimations *bootstrap*  $\hat{\theta}^{*(1)}, \hat{\theta}^{*(2)}, \dots, \hat{\theta}^{*(B)}$ . La méthode  $BC_a$  est une amélioration de cette première approximation, où les bornes de l'intervalle sont cette fois de la forme  $[\hat{\theta}^{*(\alpha_1)}, \hat{\theta}^{*(\alpha_2)}]$ , où  $\alpha_1$  et  $\alpha_2$  sont ajustées par rapport à  $\alpha$  et  $1 - \alpha$  à l'aide de la fonction de répartition de la loi normale, afin de corriger le biais et l'asymétrie de l'estimateur considéré (pour le calcul de  $\alpha_1$  et  $\alpha_2$ , voir Efron et Tibshirani (1993) et Efron (1987)).

On peut donc finalement estimer que la distribution  $E$  de l'erreur de modélisation  $e$  commise sur un horizon quelconque calculé au sein de Djibouti, pour une zone de recherche de côté  $d = 70$  km, suit une loi  $e \sim (\mu_E, \sigma_E^2)$  avec :

$$\begin{cases} \mu_E \in [0,024^\circ, 0,039^\circ] \\ \sigma_E \in [0,043^\circ, 0,067^\circ] \end{cases} \quad (4.25)$$

Où l'intervalle de confiance de  $\mu_E$  et de  $\sigma_E$  correspond à un niveau de signification  $\alpha = 5\%$ .

#### 4.2.3.4 Comparaison et validation

##### Performance du modèle

Une fois l'erreur de modélisation connue au sein de la cartographie des horizons du pays, il est également essentiel d'appréhender l'erreur directement engendrée par le MNT, ou autrement dit d'analyser la répercussion de la qualité de ce dernier sur la précision des horizons estimés. Pour ce faire, nous

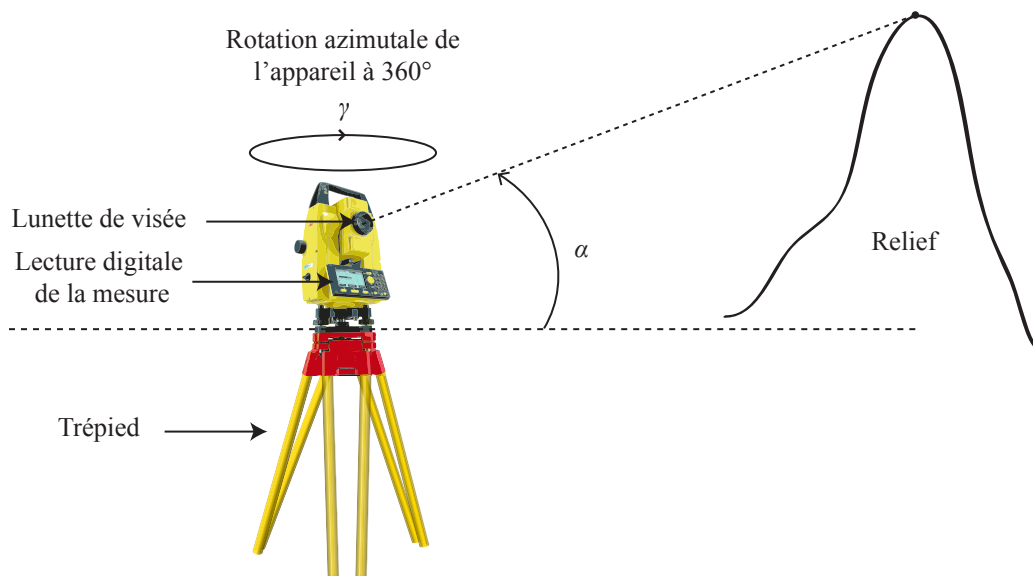


FIGURE 4.9 – Principe de fonctionnement d'un théodolite, appareil permettant de mesurer avec précision l'azimut  $\gamma$  et l'élévation angulaire  $\alpha$  d'un point donné.

avons comparé un certain nombre d'horizons issus de notre modèle aux *horizons réels*, récupérés lors d'une campagne de mesure réalisée en Corse en 2010. Deux raisons principales nous ont poussés à effectuer nos mesures en Corse : d'une part la disponibilité d'un matériel adapté mais non transportable, et d'autre part le fait que l'île présente, malgré une faible taille, une densité importante de reliefs différents, permettant ainsi de récupérer sans difficulté un échantillon de mesures assez significatif. Afin de mesurer les différents horizons, nous avons eu recours à un théodolite *Leica Builder 100* (précision en azimut : 9 secondes d'arc ; précision en élévation : 6 secondes d'arc), conçu par *Leica Geosystems* ; cet instrument particulièrement précis est très souvent employé par les géomètres et topographes pour analyser la pente et l'orientation d'un terrain. La FIGURE 4.9 décrit l'appareil ainsi que son principe de fonctionnement.

Par ailleurs, dans l'optique d'avaliser notre modèle (*modèle Pillot*), il apparaissait également pertinent de le comparer à d'autres programmes déjà existants, tels que *Carnaval* ou *r.horizon*, module intégré au SIG *open source* GRASS, que nous avons cités précédemment. *Carnaval* est un logiciel français, d'abord développé par le bureau d'études *Incub* sous licence libre, puis par *Sober Software* sous licence propriétaire (<http://www.sober-software.com/>), basé sur des portions du MNT SRTM-3 et destiné exclusivement au calcul d'horizons ponctuels, lesquels peuvent ensuite être exportés vers des logiciels de simulation solaire. À l'inverse, *r.horizon* se rapproche davantage de notre propre modèle, en étant lui aussi attaché à une architecture plus globale, le modèle de rayonnement solaire *r.sun*, consacrée à l'élaboration de cartes de potentiel solaire pouvant donc intégrer les effets topographiques (Ruiz-Arias *et al.*, 2009 ; Šúri et Hofierka, 2004). À noter que ce module admet, à partir d'un MNT spécifié par l'utilisateur, deux configurations possibles d'utilisation : l'une détermine des cartes d'ombrage, en retrouvant l'élévation angulaire dans une direction azimutale spécifique ; l'autre, celle qui nous intéresse ici, calcule l'horizon complet autour d'un seul point dont les coordonnées sont définies par l'utilisateur.

L'intérêt de cette comparaison entre mesures et estimations issues de différents modèles est double : analyser la répercussion sur l'horizon de la concordance nécessairement limitée entre représentation numérique et surface topographique réelle, tout en validant la pertinence du modèle que nous avons

TABLEAU 4.1 – Comparaison entre horizons mesurés et estimés au travers de notre modèle, Carnaval et le module r.horizon du logiciel GRASS GIS, pour 10 sites en Corse.

Site	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Éch. <sup>1</sup>	Modèle Pillot			r.horizon			Carnaval		
					CC	RMSE (°)	MBE <sup>2</sup> (°)	CC	RMSE (°)	MBE <sup>2</sup> (°)	CC	RMSE (°)	MBE <sup>2</sup> (°)
Ajaccio	41,9255°N	8,7802°E	0	61	0,9705	0,349	0,077	0,9661	0,380	0,105	0,9660	0,398	0,159
Calvi	42,5540°N	8,7920°E	1	45	0,9971	0,115	-0,020	0,9943	0,166	-0,046	0,9853	0,270	-0,076
Lozari	42,6400°N	9,0149°E	1	51	0,9916	0,277	-0,042	0,9920	0,273	-0,065	0,9708	0,529	-0,236
Bastia	42,5452°N	9,4806°E	8	45	0,9961	0,184	0,087	0,9986	0,100	0,040	0,9970	0,148	0,067
Solenzara	41,9312°N	9,3903°E	19	56	0,9988	0,091	0,037	0,9981	0,113	0,052	0,9976	0,135	0,066
Tavignano	42,1831°N	9,3782°E	80	73	0,9079	2,816	-0,456	0,9194	3,486	-1,914	0,9210	4,384	-3,533
Castellare	42,2883°N	9,2272°E	325	73	0,9776	2,529	-2,028	0,9572	2,496	-1,669	0,9437	2,759	-0,702
Venaco	42,2727°N	9,2142°E	352	70	0,9537	2,323	-0,999	0,9402	2,374	-0,985	0,9656	2,941	-1,478
Corte	42,3011°N	9,1712°E	366	68	0,9962	0,321	-0,070	0,9977	0,263	-0,096	0,9933	0,469	-0,224
Soveria	42,3440°N	9,1744°E	514	73	0,9928	0,770	-0,102	0,9948	0,801	-0,410	0,9740	1,410	-0,088
Total				615	0,9762	1,555	-0,416	0,9761	1,712	-0,587	0,9564	2,116	-0,705

<sup>1</sup> Échantillon.<sup>2</sup> Un biais négatif signifie une sous-estimation du modèle.

développé. En effet, si celui-ci a été intégré au sein d'un modèle global de désagrégation afin d'éviter l'appel à des programmes externes, il nous apparaissait également important que sa précision et sa rapidité d'exécution se hissent malgré tout au-dessus des productions déjà existantes. Comme discuté précédemment (*cf.* section 4.1.2), l'utilisation d'un modèle interne est déjà garante d'une efficacité accrue ; toutefois, en matière de compilation, notre modèle est également nettement plus performant que les deux autres présentés ici. Outre un temps de calcul bien plus faible, le code mis en œuvre pour retrouver l'ensemble des horizons d'une même zone est parallélisé, réduisant ainsi d'autant plus le temps d'exécution que le nombre de cœurs disponibles sur le processeur de la machine utilisée est grand.

L'étude a porté sur un ensemble de 10 horizons mesurés à travers la Corse, soit au total 615 points ; de plus, pour comparer ces points avec ceux estimés sur le même azimut, il a également été nécessaire d'interpoler les horizons issus des modèles, ces derniers possédant tous un pas azimutal de  $1^\circ$ . L'interpolation linéaire donnant les meilleurs résultats, c'est celle-ci qui a été retenue ; nous y reviendrons dans ce chapitre lorsque nous aborderons les coefficients d'ombrage. Par la suite, afin d'évaluer la précision de chacun des modèles présentés, nous avons fait usage des indicateurs statistiques définis dans le chapitre précédent, à savoir le CC, la RMSE et la MBE. Tous les résultats de la comparaison entre mesures et modélisation sont résumés dans le TABLEAU 4.1, où la position de chaque site est définie par les coordonnées géographiques et l'altitude (MNT) du point d'observation considéré.

Une première lecture de ces résultats nous indique que notre modèle est globalement le plus performant, pendant que Carnaval apparaît être le moins précis de tous. Notre modèle et r.horizon présentent ainsi les résultats les plus homogènes en matière de corrélation sur l'ensemble des échantillons, avec deux CC très proches (respectivement 0,9762 et 0,9761). Notre procédure affiche cependant une meilleure RMSE totale ( $1,555^\circ$  contre  $1,712^\circ$ ) et un biais négatif global plus faible ( $-0,416^\circ$  contre  $-0,587^\circ$ ). Au final, malgré un côté plus *spécialiste*, le logiciel Carnaval présente *in globo* les moins bons résultats, et ce, quel que soit l'indicateur considéré : un CC de 0,9564, une RMSE de  $2,116^\circ$  et une MBE de  $-0,705^\circ$ . En regard du temps de compilation, de son utilisation particulièrement souple et de la précision obtenue, notre modèle se révèle alors être un excellent compromis, attestant ainsi la pertinence de son développement. Par ailleurs, il est intéressant de noter que l'accroissement par 10 de la précision azimutale des horizons issus de notre modèle ne réduit l'erreur quadratique que de seulement 0,1 %, de  $1,555^\circ$  à  $1,547^\circ$ , justifiant ainsi le pas de  $1^\circ$  préalablement défini (*cf.* section 4.2.3.2).

Une seconde lecture plus détaillée du TABLEAU 4.1 révèle cependant que, quel que soit le modèle, l'erreur quadratique et le biais varient de façon assez conséquente d'un horizon à l'autre : certains sites apparaissent alors bien estimés (Bastia, Solenzara ou Calvi par exemple) pendant que d'autres présentent une RMSE et un biais négatif élevés (Tavignano, Venaco ou Castellare notamment). S'il est clair que l'erreur originelle du MNT se répercute sur la qualité des horizons calculés, la question est aussi de savoir si celle-ci est purement aléatoire ou bien fonction de certains paramètres topographiques spécifiques, qui auraient influé sur la précision de la mission SRTM. Auquel cas, l'erreur évaluée sur un horizon ne serait, elle non plus, pas aléatoire, mais fonction de caractéristiques propres à celui-ci ; par conséquent, on peut tenter de prédire cette erreur, ou tout du moins de prévoir si un horizon donné est susceptible de présenter une erreur plus ou moins importante.

### **Prédiction de l'erreur**

En faisant abstraction des possibles erreurs de mesure (élévation angulaire, azimut ou coordonnées géographiques du point d'observation), l'idée est donc de relier l'erreur commise sur un horizon à

celles qui existent déjà sur le MNT. Pour ce faire, il est d'abord important de connaître le type d'erreur que comporte le produit issu de la mission SRTM : on en recense deux principales, à savoir l'erreur verticale et l'erreur de géoréférencement, respectivement réalisées sur l'altitude et les coordonnées géographiques d'un point du MNT (Farr *et al.*, 2007 ; Rodríguez *et al.*, 2006). Dans cette étude, nous nous sommes toutefois uniquement concentrés sur la première, plus simple à mettre en œuvre et dont on peut considérer qu'elle est celle qui interagit principalement avec l'erreur sur l'élévation angulaire d'un horizon.

Dans l'optique de prédire l'erreur engendrée par la qualité du MNT utilisé, il est d'abord pertinent de se remémorer la forme de la RMSE pour un horizon donné, composé de  $n$  points :

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\alpha'_i - \alpha_i)^2}{n}} \quad (4.26)$$

Avec  $\alpha'_i$  la  $i^{\text{ème}}$  élévation angulaire estimée et  $\alpha_i$  la  $i^{\text{ème}}$  élévation angulaire mesurée. Considérons ensuite le  $i^{\text{ème}}$  point de cet horizon, de hauteur  $\alpha_i$  ; il est admis que ce point possède une erreur verticale sur son altitude MNT  $h'_i$ , vis-à-vis de l'altitude réelle  $h_i$ , erreur qui se répercute sur l'erreur angulaire  $\alpha'_i - \alpha_i$ . De fait, si l'on est capable de prévoir l'erreur verticale  $h'_i - h_i$ , il devient très simple d'exprimer l'erreur angulaire résultante, en estimant  $\alpha_i$  à l'aide de  $h_i$  au travers de la relation (4.9) spécifiée plus haut. Il nous faut alors trouver une expression empirique de l'erreur verticale, et donc de l'altitude réelle  $h_i$ , qui soit exclusivement définie à partir de paramètres pouvant être directement extraits du MNT.

La validation de la mission SRTM a montré que l'erreur verticale pouvait être assimilée à une variable aléatoire de distribution approximativement normale, centrée sur 0 et d'écart-type spécifique différent d'un continent à l'autre (Farr *et al.*, 2007 ; Rodríguez *et al.*, 2006). Dans le même temps, les études de Miliareis et Paraschou (2005) et Gorokhovich et Voustianiouk (2006) ont permis d'appréhender la corrélation de l'erreur avec les caractéristiques topographiques du terrain considéré : la pente et l'orientation d'un pixel influent ainsi de manière importante. Cependant, l'orientation apparaît moins significative que la pente et plus difficile à modéliser, car fortement tributaire de la région observée ; nous avons donc ici seulement tenu compte de la pente  $S$ , qui est définie à l'aide du gradient de l'altitude vers le nord ( $y$ ) et vers l'est ( $x$ ) (Zhou et Liu, 2004) :

$$S = \arctan \left( \sqrt{\left(\frac{\partial h}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial h}{\partial y}\right)^2} \right) \quad (4.27)$$

Plusieurs méthodes existent pour calculer  $S$ , parmi lesquelles celle de Fleming et Hoffer présente une bonne précision (Jones, 1998) ; elle repose sur la formulation suivante des dérivées partielles de la hauteur  $h$  (Zhou et Liu, 2004) :

$$\frac{\partial h}{\partial x} = \frac{h_E - h_O}{2R_{MNT}^x} \quad ; \quad \frac{\partial h}{\partial y} = \frac{h_N - h_S}{2R_{MNT}^y} \quad (4.28)$$

Où  $h_E$ ,  $h_O$ ,  $h_N$  et  $h_S$  sont les hauteurs des pixels adjacents respectivement à l'est, à l'ouest, au nord et au sud du pixel dont on veut connaître la pente,  $R_{MNT}^x$  la résolution métrique du MNT selon l'axe  $x$ , et  $R_{MNT}^y$  la résolution selon l'axe  $y$ .



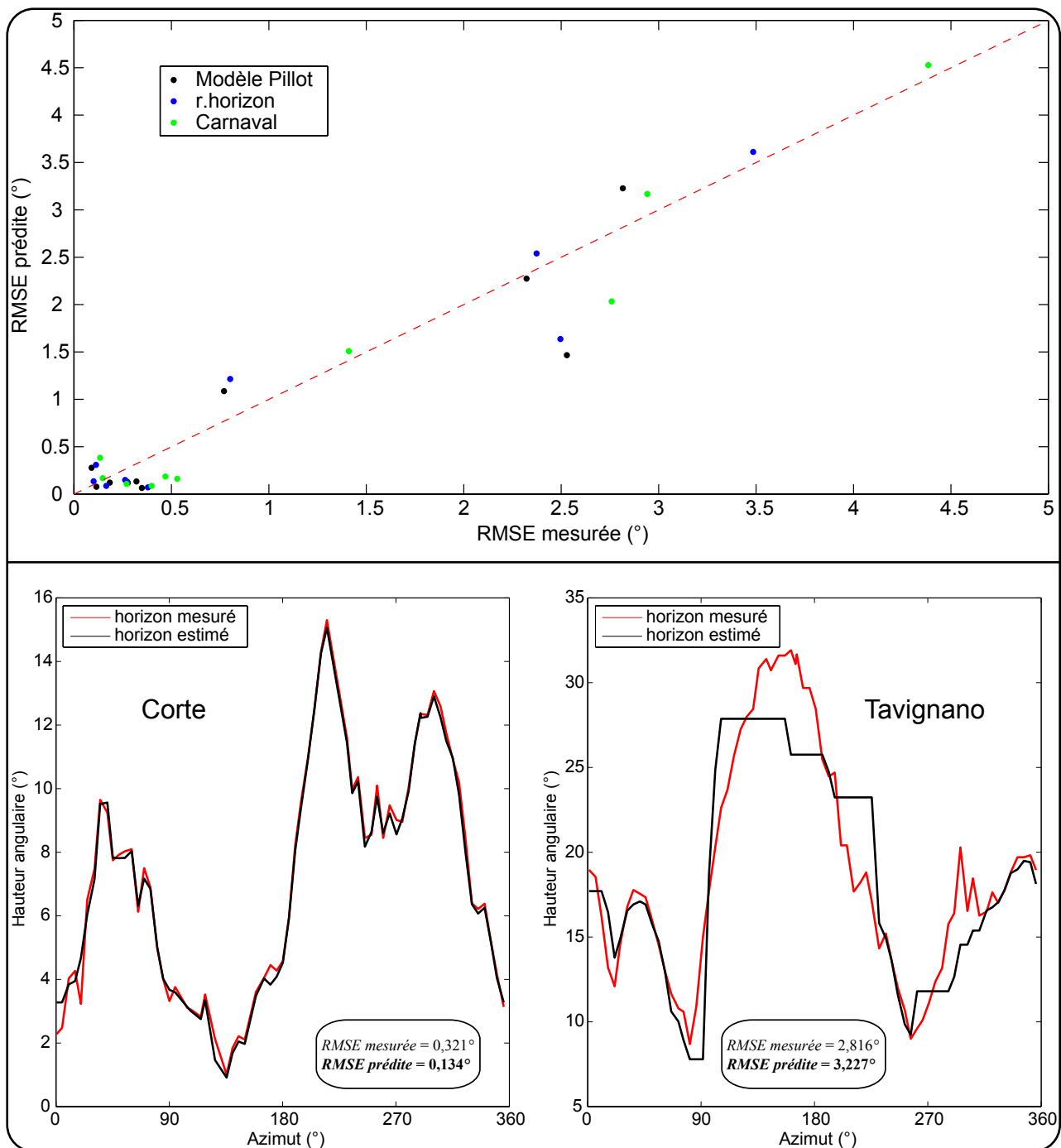


FIGURE 4.10 – Prédiction de l'erreur réalisée sur le calcul d'un horizon, engendrée par la précision du MNT SRTM-3 utilisé. Au-dessus, le diagramme de corrélation entre la RMSE prédite par notre méthode et la RMSE mesurée sur les 10 horizons du TABLEAU 4.1. En-dessous, un exemple comparatif des horizons mesurés et estimés par notre modèle sur les sites de Corte et du Tavignano, le premier présentant une erreur faible et le second une erreur élevée.

Les études de Miliareisis et Paraschou (2005) et Gorokhovich et Voustianiouk (2006) ont ainsi toutes les deux signifié que l'erreur verticale moyenne augmentait avec la pente  $S$  (altitude MNT sur-estimée par rapport à l'altitude réelle). En particulier, Miliareisis et Paraschou (2005) ont montré que si

la distribution de l'erreur était décalé vers la droite, celle-ci restait malgré tout relativement semblable à la distribution pour des pentes faibles ( $S < 2^\circ$ ), le coefficient d'aplatissement et l'asymétrie restant sensiblement les mêmes. En se basant sur ces observations, on peut alors définir l'erreur verticale :

$$h' - h = r + f(S) \quad (4.29)$$

Où  $r$  est une variable aléatoire de distribution normale  $r \sim N(0, \sigma)$ , résultant de la validation de la mission SRTM (Rodríguez *et al.*, 2006), et  $f(S)$  une fonction quelconque de la pente du pixel étudié. En s'appuyant sur l'étude de Miliarexis et Paraschou (2005), on peut considérer, en première approximation, que l'erreur varie linéairement avec la pente ; enfin, pour limiter les biais dans la prédiction, il est préférable de tenir compte de l'espérance de l'erreur  $E(h' - h)$ . L'équation (4.29) devient alors :

$$E(h' - h) = E(r) + aS = aS \quad (4.30)$$

Où  $a$  est une constante strictement positive (translation de la distribution vers la droite). En sortant  $h$  de la relation (4.30), on peut alors prédire la valeur de l'élévation angulaire mesurée  $\alpha$  correspondante, à l'aide de la relation (4.9) vue précédemment. Afin de retrouver la constante  $a$ , on cherche ensuite à minimiser l'erreur quadratique entre la RMSE mesurée sur les 10 horizons du TABLEAU 4.1 et la RMSE conjecturée grâce à cette méthode. Carnaval et r.horizon ne présentant pas les mêmes erreurs, le  $a$  calculé est donc différent d'un modèle à l'autre, et est respectivement égal à 0,357, 0,398 et 0,494 pour notre modèle, r.horizon et Carnaval. Enfin, le degré de corrélation entre notre prédiction et la mesure pour chaque modèle est donné par le CC : pour un niveau de signification de 1 %, celui-ci est ainsi égal à 0,9331 pour notre modèle, 0,9611 pour r.horizon, et 0,9800 pour Carnaval. La FIGURE 4.10 donne un aperçu de la consistance de la prédiction, avec d'une part le diagramme de corrélation entre la mesure et l'estimation, et d'autre part la comparaison entre deux horizons possédant une erreur faible (Corte) et une erreur élevée (Tavignano).

En conclusion, il apparaît intéressant d'éclaircir certains points de cette analyse. Premièrement, nous n'avons pas tenu compte de la possible erreur verticale qui existe sur le point d'observation d'un horizon, mais qui intervient bien évidemment dans l'erreur angulaire globale. Cette approche se justifie par le fait que, si le nombre élevé de points composant l'horizon permet en quelque sorte de *lisser* l'approximation de la formule (4.30), il n'en est pas de même pour le point d'observation, dont le biais possiblement introduit par celle-ci peut se répercuter sur l'ensemble des points de l'horizon, faussant nécessairement l'estimation. Ce qui nous amène à la deuxième constatation : plus le nombre de points utilisés pour décrire l'horizon est élevé, et donc le pas azimutal petit, et plus la prédiction de l'erreur quadratique sera précise. Enfin, l'approximation linéaire de l'évolution de l'erreur verticale avec la pente, ainsi que la non-prise en compte de l'influence de l'orientation et de la géolocalisation des pixels MNT, expliquent aussi le décalage entre mesure et prédiction. Malgré cela, l'étude présente d'assez bons résultats, qui peuvent notamment être généralisés à l'ensemble du MNT SRTM-3, en considérant avant tout la RMSE estimée comme un coefficient de sensibilité permettant d'évaluer le degré de qualité d'un horizon.

#### 4.2.4 Influence de l'altitude

Si la topographie du terrain étudié constitue la principale interaction avec le rayonnement solaire atteignant le sol, l'altitude intervient aussi dans le processus en modifiant l'épaisseur atmosphérique

traversée au niveau du point considéré, découlant alors dans l'apparition d'un gradient vertical de l'éclairement. En effet, la variation de la longueur du chemin optique parcouru par le rayonnement direct fait s'accroître celui-ci exponentiellement avec l'altitude, et par voie de conséquence, entraîne l'augmentation du rayonnement global avec l'élévation (Ruiz-Arias *et al.*, 2010b). Il apparaît alors intéressant de corriger en altitude la donnée SSI originelle, c.-à-d. de retrouver le rayonnement au niveau de l'altitude des pixels du MNT SRTM-3 correspondant au pixel original du modèle OSI SAF, dont le rayonnement a été déterminé pour une altitude de référence.

Comme déjà indiqué dans le chapitre 3, l'algorithme OSI SAF utilise notamment le MNT GTOPO30 comme paramètre d'entrée, une base de données topographiques couvrant toute l'étendue du globe au pas de 30 secondes d'arc. L'altitude de référence alors prise en compte dans le calcul du rayonnement global incident pour chaque pixel est déterminée à partir de la moyenne de la matrice d'élévation correspondante, constituée de  $12 \times 12$  points issus du GTOPO30 (Météo-France, 2005b). Dans le même temps, chaque pixel SSI se décompose en une matrice de  $120 \times 120$  points du MNT SRTM-3 ; la connaissance du gradient vertical du rayonnement global peut donc permettre de corriger le biais énergétique généré par la variabilité intrapixel de l'altitude.

Sans aucun doute, une fonction empirique modélisant l'évolution de l'éclairement solaire avec l'altitude  $z$  serait plus particulièrement adaptée dans notre cas. Wahab *et al.* (2008) ont développé une telle formulation pour le rayonnement en ciel clair, en procédant à de nombreuses simulations sur un modèle de transfert radiatif pour le nord de l'Afrique. En outre, la précision de cette correction a ensuite été validée par Ruiz-Arias *et al.* (2010b) qui l'ont réutilisée pour leur propre étude. Connaissant le rayonnement solaire sous ciel clair  $G_c(z_0)$  à l'altitude  $z_0$ , l'évolution de l'éclairement global sous ciel clair  $G_c(z)$  avec l'altitude  $z$  est alors donnée par :

$$G_c(z) = G_0 \exp(-\tau(z)) \quad (4.31)$$

Où  $G_0$  représente le rayonnement extraterrestre et  $\tau(z)$  l'épaisseur optique de l'atmosphère :

$$\tau(z) = \tau(z_0) \beta^{(z_0-z)}, \quad \beta = 1,20 \quad (4.32)$$

Avec :

$$\tau(z_0) = -\ln \left( \frac{G_c(z_0)}{G_0} \right) \quad (4.33)$$

Bien entendu, nous voulons ici pouvoir appliquer cette correction quel que soit le type de ciel ; en ce sens, on peut d'abord relier l'éclairement global pour tout type de ciel  $G$  à l'éclairement en ciel clair  $G_c$ , à l'aide de l'indice de ciel clair  $k_c$  :

$$G(z) = k_c(z) G_c(z) \quad (4.34)$$

La variation de  $G$  avec l'altitude  $z$  s'exprime alors sous la forme :

$$\frac{\partial G}{\partial z} = k_c \frac{\partial G_c}{\partial z} + G_c \frac{\partial k_c}{\partial z} \quad (4.35)$$

Wahab *et al.* (2008) et Oumbe et Wald (2009) ont cependant analysé que l'indice de ciel clair restait approximativement constant pour une altitude comprise entre 0 et 3 km. De surcroît, l'étude réalisée par Oumbe et Wald (2009) a démontré que le deuxième terme du second membre de la relation (4.35) pouvait être négligé au premier ordre. Dans ce cas, l'équation (4.34) devient :

$$G(z) = k_c G_c(z) \quad (4.36)$$

L'élévation maximale du MNT SRTM-3 de Djibouti ne dépassant pas les 3 km, on peut alors utiliser cette approximation, ce qui, en reprenant la relation empirique (4.31) de Wahab *et al.* (2008), revient à écrire :

$$G(z) = k_c G_0 \exp(-\tau(z)) \quad (4.37)$$

Au final, en remplaçant  $\tau(z)$  par sa valeur, en utilisant l'équation (4.36) sur l'altitude  $z_0$ , et en réarrangeant, on trouve une relation empirique exprimant le gradient vertical du rayonnement global  $G$  :

$$G(z) = G(z_0) \left( \frac{G_0}{G_c(z_0)} \right)^{1-\beta(z_0-z)} \quad (4.38)$$

Ici,  $G(z_0)$  représente le rayonnement global à l'altitude de référence  $z_0$ , soit, dans le cas du modèle OSI SAF, l'altitude moyenne issue de l'atlas GTOPO30,  $G_0$  le rayonnement extraterrestre,  $G_c(z_0)$  le rayonnement en ciel clair correspondant, et  $z$  l'altitude du MNT SRTM-3 pour laquelle on cherche la correction solaire.

Pour déterminer  $G_c(z_0)$ , nous avons utilisé le même modèle de ciel clair que celui avec lequel Wahab *et al.* (2008) ont validé leur correction empirique, à savoir celui développé par Rigollier *et al.* (2000) et corrigé en altitude par Geiger *et al.* (2002). L'élément central sur lequel repose ce modèle est le facteur de trouble atmosphérique de Linke  $T_L$ , qui permet d'évaluer le niveau d'absorption et de diffusion du rayonnement solaire au travers d'une atmosphère dépourvue de nuages. Ce dernier est en effet directement utilisé dans le calcul des transmittances de l'éclairement direct et diffus ; il varie habituellement de 1 à 10,  $T_L = 2$  représentant le cas réel idéal d'une atmosphère particulièrement claire,  $T_L = 8$  celui d'une atmosphère polluée : la transmittance, et donc la puissance du flux solaire, diminue avec le facteur de Linke (Eltbaakh *et al.*, 2012).

Afin de récupérer les valeurs caractéristiques du  $T_L$  pour la zone couvrant Djibouti, la présente étude s'est appuyée sur la base de données élaborée par Remund *et al.* (2003), et accessible via le site web du projet SoDa ([www.soda-is.org](http://www.soda-is.org)). Cette base se compose des cartes mensuelles mondiales du coefficient de Linke à la résolution de 5 minutes d'arc, permettant ainsi de retrouver, pour la période considérée, les cartes du rayonnement en ciel clair spécifiques au pays.

### 4.3 Décomposition du rayonnement solaire et prise en compte de l'ombrage

Une fois le rayonnement solaire global corrigé en altitude, l'étape suivante de la désagrégation consiste alors, pour chaque point du MNT de Djibouti, à évaluer l'interaction entre celui-ci et l'ho-

rizon estimé. Puisque la méthodologie employée consiste dans le traitement des données issues du modèle de radiation solaire considéré, la prise en compte de l'horizon a donc nécessité, dans un premier temps, de retrouver les composantes directe et diffuse de l'éclairement global déterminé par l'algorithme OSI SAF. Pour ce faire, nous avons assis notre étude sur l'utilisation d'un modèle de fraction diffuse.

### 4.3.1 Fraction diffuse

La fraction diffuse  $k_d$  représente la proportion du rayonnement diffus au sein du rayonnement global ; dans le cas de l'éclairement global horizontal  $G(z)$  atteignant le sol à l'altitude  $z$ , ce dernier est donc relié à ses composantes directe horizontale  $G_b(z)$  et diffuse horizontale  $G_d(z)$  par l'intermédiaire du  $k_d$  :

$$\begin{cases} G_b(z) = (1 - k_d)G(z) \\ G_d(z) = k_d G(z) \end{cases} \quad (4.39)$$

La majorité des modèles de fraction diffuse existants reposent sur des relations polynomiales reliant le  $k_d$  à l'indice de clarté  $k_t$ , ainsi qu'à d'autres paramètres tels que la hauteur du soleil ou la température de l'air, et établies à partir de mesures effectuées sur des sites spécifiques (Dervishi et Mahdavi, 2012 ; Jacovides *et al.*, 2006). Cette conception empirique, si elle limite le nombre de paramètres nécessaires au calcul, comporte cependant une faiblesse : l'utilisation de ces modèles en dehors des régions qui ont servi à leur élaboration tend à donner de moins bons résultats (Dervishi et Mahdavi, 2012). C'est la problématique principale de la présente étude, étant donné qu'aucune mesure de radiation solaire n'avait encore jamais été réalisée en République de Djibouti, et donc qu'aucun modèle de fraction diffuse n'a encore pu être validé.

Cependant, la précision moindre qui peut en découler doit être mise en perspective avec l'objectif principal de la désagrégation, qui est avant tout d'améliorer la qualité de l'information sur le potentiel solaire disponible à travers le pays. L'application d'un même modèle de fraction diffuse à l'ensemble des points du MNT assure donc de la consistance de la comparaison géographique interpixel et, par là même, de la pertinence de la cartographie développée. De plus, Ruiz-Arias *et al.* (2010b) ont montré que la ré-agrégation des composantes du rayonnement, une fois les effets dus au terrain pris en compte, assurait de minimiser l'erreur potentielle de la décomposition au sein de l'estimation finale.

Toutefois, au lieu de se limiter à un seul modèle, et donc une seule caractérisation du processus de désagrégation, il nous a semblé opportun, en première instance, d'évaluer plusieurs modèles de fraction diffuse, afin d'observer les différences au niveau de la cartographie finale. L'absence de validation pour la région concernée, la taille de la zone à traiter, ou encore le fait que les modèles intégrant un plus grand nombre de variables ne présentent pas toujours nécessairement de meilleurs résultats (Gueymard, 2009 ; Notton *et al.*, 2004) ont, dès le départ, prédisposé à l'utilisation de corrélations uniquement basées sur l'indice de clarté. Ce faisant, le modèle simple développé par Erbs *et al.* (1982), et déjà utilisé par Bosch *et al.* (2010) dans leur propre étude de désagrégation, apparaît immédiatement comme le plus adapté ici. En effet, ses performances se montrent, d'une part, globalement consistantes au travers de la littérature (Gueymard, 2009 ; Jacovides *et al.*, 2006 ; Notton *et al.*, 2004) ; d'autre part, l'une des recommandations de l'étude menée par Elminir (2007) sur le territoire égyptien, et dans laquelle différents modèles ont été testés, est l'emploi de la relation de Erbs *et al.* (1982) lorsqu'aucune mesure n'existe.

Ensuite de quoi, nous avons considéré deux autres corrélations, dans le but de les comparer à la précédente : celle de Ruiz-Arias *et al.* (2010a), de par le fait qu'elle est déjà été utilisée, avec succès, dans une étude de désagrégation (Ruiz-Arias *et al.*, 2010b), et celle du CLIMED2, développée par De Miguel *et al.* (2001), et validée pour la ceinture méditerranéenne septentrionale, notamment en Corse (Notton *et al.*, 2004). Les équations (4.40) à (4.42) présentent donc, respectivement, les modèles de Ruiz-Arias *et al.* (2010a), du CLIMED2 et de Erbs *et al.* (1982) :

$$k_d = 0,952 - 1,041 \exp(2,300 - 4,702k_t) \quad (4.40)$$

$$k_d = \begin{cases} 0,995 - 0,081k_t & \text{si } k_t \leq 0,21 \\ 0,724 + 2,738k_t - 8,32k_t^2 + 4,967k_t^3 & \text{si } 0,21 < k_t \leq 0,76 \\ 0,180 & \text{si } k_t > 0,76 \end{cases} \quad (4.41)$$

$$k_d = \begin{cases} 1 - 0,09k_t & \text{si } 0 \leq k_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4 & \text{si } 0,22 < k_t \leq 0,80 \\ 0,165 & \text{si } k_t > 0,80 \end{cases} \quad (4.42)$$

### 4.3.2 Rayonnement circumsolaire

Quoique nous ayons considéré dans un premier temps la radiation solaire diffuse comme uniquement isotrope (Pillot *et al.*, 2013), nous présentons ici une approche modifiée dans laquelle le rayonnement diffus est dissocié en deux composantes, respectivement circumsolaire et isotrope. Cette évolution s'explique par le fait que, au contraire de l'éclairement réfléchi par le relief alentour et estimé dans l'étude de Ruiz-Arias *et al.* (2010b), nous jugeons la prise en considération du rayonnement circumsolaire non pas comme l'apport d'un modèle supplémentaire, mais comme une modification du modèle isotrope employé jusqu'ici. Ce dernier constitue en effet un parangon à part entière, et ses performances généralement plus faibles que celles de son homologue anisotrope dans le cas des surfaces inclinées (Evseev et Kudish, 2009 ; Gueymard, 2009 ; Notton *et al.*, 2006) tendent d'ailleurs à démontrer que le second se révèle plus pertinent lorsque l'on tient compte de l'ombrage.

La partie circumsolaire  $G_{d,cs}$  du rayonnement diffus  $G_d$  correspond à la partie émise et concentrée à proximité du disque solaire, pendant que la composante isotrope  $G_{d,iso}$  représente la fraction diffusée de manière uniforme par la totalité du dôme céleste (Demain *et al.*, 2013). Très souvent, on peut retrouver les deux composantes  $G_{d,cs}$  et  $G_{d,iso}$  de la portion diffuse du rayonnement global horizontal à l'aide de la fraction circumsolaire  $f_{cs}$  (Evseev et Kudish, 2009 ; Ruiz-Arias *et al.*, 2010b) :

$$\begin{cases} G_{d,cs} = f_{cs}G_d \\ G_{d,iso} = (1 - f_{cs})G_d \end{cases} \quad (4.43)$$

Plusieurs méthodes ont été développées ces dernières années au sein de modèles d'estimation du rayonnement sur surface inclinée afin de retrouver la fraction circumsolaire, lesquels auront en outre fait l'objet d'un nombre important d'expérimentations à travers le globe (Evseev et Kudish, 2009 ; Kamali *et al.*, 2006 ; Nijmeh et Mamlook, 2000). Deux modèles ont toutefois plus particulièrement retenu notre attention du fait de performances intéressantes combinées à une faible complexité facilitant leur mise en œuvre au sein de notre procédure : celui de Ma et Iqbal et celui de Hay (Demain *et al.*, 2013 ; Evseev et Kudish, 2009 ; Notton *et al.*, 2006). Le premier assimile la fraction circumsolaire  $f_{cs}$  à l'indice de clarté  $k_t$  tandis que le second la définit comme la transmittance du rayonnement

direct, ou *facteur de clarté de Hay*  $F_{Hay}$ , c.-à-d. le ratio du rayonnement direct horizontal  $G_b$  sur le rayonnement extraterrestre  $G_0$  :

$$F_{Hay} = G_b / G_0 \quad (4.44)$$

En raison d'une plus grande consistance dans les résultats du modèle de Hay avec la dispersion géographique des études de validation et le type de ciel étudié (David *et al.*, 2013 ; Demain *et al.*, 2013 ; Evseev et Kudish, 2009 ; Gueymard, 2009 ; Kamali *et al.*, 2006 ; Notton *et al.*, 2006), nous avons par conséquent privilégié ce dernier dans notre procédure, la relation (4.43) devenant alors :

$$\begin{cases} G_{d,cs} = F_{Hay} G_d \\ G_{d,iso} = (1 - F_{Hay}) G_d \end{cases} \quad (4.45)$$

En conclusion, il est important de noter que si la composante circumsolaire est extraite du rayonnement diffus, elle reste cependant associée au rayonnement direct en matière de modélisation (ombrage, surface inclinée) étant donné que, comme nous venons précisément de le dire, elle provient par définition de la région où se situe le soleil (Loutzenhiser *et al.*, 2007 ; Ruiz-Arias *et al.*, 2010b).

### 4.3.3 Facteurs d'ombrage

Une fois le rayonnement global horizontal dissocié en ses composantes diffuse horizontale et directe horizontale, on appréhende les effets d'ombrage engendrés par l'horizon sur chacune d'entre elles à l'aide du facteur d'ombrage direct  $S_b$  et du facteur d'ombrage diffus sur un plan horizontal  $S_d$  décrits par Quaschnig et Hanitsch (1998). Le premier concerne les fractions directe  $G_b$  et circumsolaire  $G_{d,cs}$  du rayonnement pendant que le second interagit uniquement avec la radiation diffuse isotrope  $G_{d,iso}$ .

#### 4.3.3.1 Ombrage direct

##### Coordonnées solaires horizontales

La prise en compte de l'ombrage direct nécessite, dans un premier temps, de connaître, pour n'importe quel moment de la journée, la position du soleil dans le plan horizontal du lieu considéré, c.-à-d. de retrouver son élévation angulaire  $\alpha_s$  et son azimut  $\gamma_s$ . Pour ce faire, on peut utiliser les relations (3.18) et (3.19) introduites dans la section 3.2.4.3 du chapitre 3, tout en apportant également une correction à l'équation de l'élévation. En effet, la hauteur  $\alpha_s$ , ou plus exactement son complémentaire l'angle zénithal  $\theta_s$ , était calculée dans le chapitre 3 afin de déterminer le rayonnement extraterrestre : l'influence de la réfraction atmosphérique sur la direction de celui-ci n'était donc pas prise en compte. Or, ce phénomène de réfraction influence directement l'élévation angulaire *vraie*  $\alpha_s^*$  (Meeus, 1998), à savoir effectivement observée depuis la surface terrestre, différente de l'élévation angulaire  $\alpha_s$  d'un facteur  $\Delta\alpha_{ref}$  telle que :

$$\alpha_s^* = \alpha_s + \Delta\alpha_{ref} \quad (4.46)$$

Afin de considérer ce facteur sans que cela requière pour autant l'utilisation de ressources ou de paramètres supplémentaires, nous avons privilégié la formulation analytique proposée par Rigollier *et al.* (2000), exprimant le facteur de correction  $\Delta\alpha_{ref}$  en fonction uniquement de la hauteur  $\alpha_s$  :

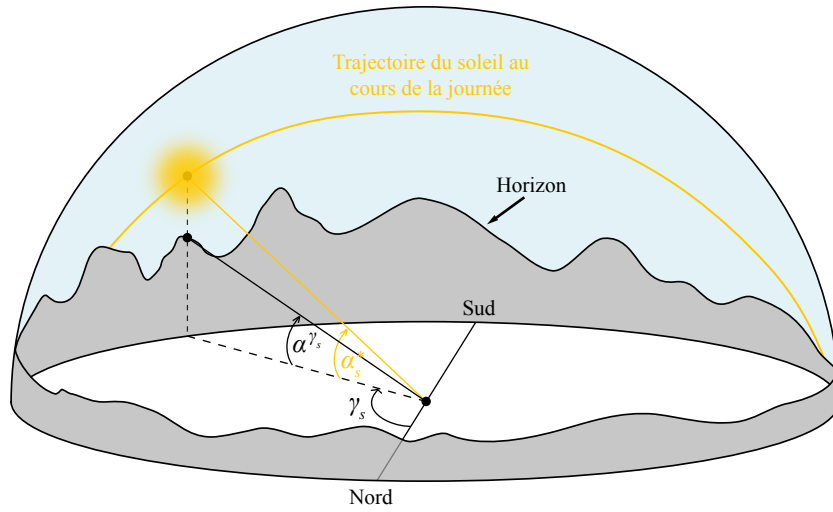


FIGURE 4.11 – Fonction de Heaviside des élévations angulaires du soleil  $\alpha_s^*$  et de l'horizon  $\alpha^{\gamma_s}$  dans la direction de l'azimut solaire  $\gamma_s$  : calcul du facteur d'ombrage direct.

$$\Delta\alpha_{ref} = 0,061359 \times \frac{0,1594 + 1,1230\alpha_s + 0,065656\alpha_s^2}{1 + 28,9344\alpha_s + 277,3971\alpha_s^2} \quad (4.47)$$

### Calcul du coefficient d'ombrage direct

Sur le plan de l'éclairement direct, la définition de l'ombrage se limite à déterminer si, à un instant donné, l'obstacle constitué par l'horizon local se situe ou non sur la trajectoire du rayonnement, comme le montre la FIGURE 4.11. Ainsi, si  $\alpha^{\gamma_s}$  représente la hauteur de l'horizon dans la direction de l'azimut  $\gamma_s$  du soleil, lequel se trouvant à la hauteur  $\alpha_s^*$ , le facteur d'ombrage direct  $S_b$  est alors défini par la fonction de Heaviside suivante :

$$S_b = H(\alpha_s^*, \alpha^{\gamma_s}) = \begin{cases} 0 & \text{si } \alpha_s^* > \alpha^{\gamma_s} \\ 1/2 & \text{si } \alpha_s^* = \alpha^{\gamma_s} \\ 1 & \text{si } \alpha_s^* < \alpha^{\gamma_s} \end{cases} \quad (4.48)$$

### 4.3.3.2 Ombrage diffus

Si la prise en compte du masque provoqué par l'horizon sur le rayonnement direct apparaît triviale, il n'en est pas exactement de même pour la composante diffuse. En effet, celle-ci dépend avant tout de la caractérisation du type de diffusion au travers de l'atmosphère, selon que l'on considère que la distribution hémisphérique de la radiance est isotrope ou anisotrope. Si, dans la réalité, l'atmosphère n'est évidemment jamais homogène, et donc le rayonnement diffus jamais le même dans toutes les directions de l'hémisphère, nous avons cependant privilégié ici l'approche circumsolaire-isotrope présentée précédemment, principalement en raison du nombre limité d'informations disponibles sur le type de ciel à Djibouti. Si le coefficient d'ombrage direct que nous venons de voir s'applique à la partie circumsolaire de la fraction diffuse du rayonnement global, nous allons nous intéresser ici à l'ombrage interagissant avec la portion isotrope  $G_{d,iso}$ .



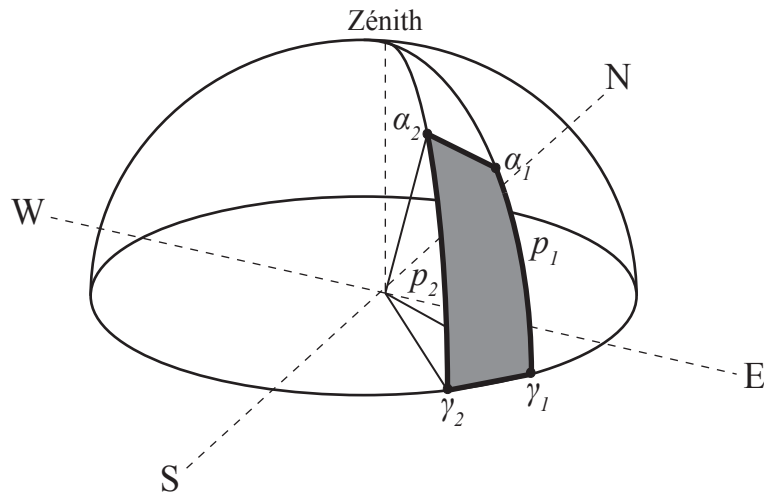


FIGURE 4.12 – Projection d'un objet polygonal sur l'hémisphère : calcul du facteur d'ombrage diffus horizontal  $S_d$  dans le cas isotrope ; d'après Quaschnig et Hanitsch (1998).

Dans le cas quelconque, le facteur d'ombrage  $S_d$  équivaut au rapport entre le flux radiatif diffus passant au travers de l'horizon et le flux diffusé par la totalité de l'hémisphère (Quaschnig et Hanitsch, 1998). Dans le cas idéal d'une distribution isotrope de la radiance, ce dernier se simplifie en un rapport de surfaces, devenant alors égal au ratio de la projection horizontale de l'horizon sur celle de l'hémisphère (correspondant à  $\pi$ ). Afin de retrouver la contribution de l'horizon, on peut, comme l'ont proposé Quaschnig et Hanitsch (1998), le décomposer en un certain nombre de polygones élémentaires, tels que celui décrit par la FIGURE 4.12, possédant deux sommets à la base  $(\gamma_1, 0)$  et  $(\gamma_2, 0)$ , et deux arêtes  $p_1$  et  $p_2$  sur l'hémisphère reliées par une ligne  $\alpha(\gamma) = m\gamma + n$  avec  $m = (\alpha_2 - \alpha_1)/(\gamma_2 - \gamma_1)$  et  $n = (\alpha_1\gamma_2 - \alpha_2\gamma_1)/(\gamma_2 - \gamma_1)$ , où  $\alpha$  représente l'élévation et  $\gamma$  l'azimut. Le facteur d'ombrage diffus  $S_{d1-2}$  engendré par un tel polygone prend alors la forme suivante :

$$S_{d1-2} = \frac{\int_{\gamma_1}^{\gamma_2} \int_0^{m\gamma+n} \sin \alpha \cos \alpha d\alpha d\gamma}{\pi} = \begin{cases} \frac{1}{2\pi} (\gamma_2 - \gamma_1) \sin^2 \alpha_1 & \text{si } m = 0 \\ \frac{1}{2\pi} (\gamma_2 - \gamma_1) \left( \frac{1}{2} + \frac{1}{4} \frac{\sin 2\alpha_1 - \sin 2\alpha_2}{\alpha_2 - \alpha_1} \right) & \text{si } m \neq 0 \end{cases} \quad (4.49)$$

Au final, l'horizon complet constitue, sur l'hémisphère, une figure géométrique comportant  $n$  arêtes  $p$  ; le facteur d'ombrage diffus horizontal  $S_d$  représente alors la somme de l'ensemble des projections horizontales de chacun des polygones composant l'horizon, c.-à-d. la somme de chaque facteur d'ombrage diffus  $S_{di-i+1}$  correspondant aux arêtes  $p_i$  et  $p_{i+1}$  :

$$S_d = \sum_{i=1}^{n-1} S_{di-i+1}(p_i, p_{i+1}) \quad (4.50)$$

À noter que si l'on se place dans le cas de rectangles et non de polygones trapézoïdaux, on retombe sur la formule employée par Ruiz-Arias *et al.* (2010b) qui est celle correspondant à la somme des  $S_{di-i+1}$  pour  $m = 0$ . Cependant, d'une part, l'utilisation spécifique des équations (4.49) et (4.50) n'influe pas sur le temps de compilation, et, d'autre part, nous avons indiqué précédemment (*cf.* section 4.2.3.4) que l'interpolation linéaire de l'horizon estimé sur les points mesurés donnait les meilleurs résultats. Enfin, on peut relever que la précision du facteur d'ombrage diffus est directement

dépendante de la résolution azimutale de l'horizon considéré, ici fixée à 1° (cf. section 4.2.3.2).

#### 4.3.4 Rayonnement global horizontal désagrégé

À partir des équations (4.39) et (4.45) et des facteurs d'ombrage direct  $S_b$  et diffus  $S_d$ , on retrouve l'expression des composantes directe  $\hat{G}_b(z)$  et diffuse  $\hat{G}_d(z)$ , prenant en compte le masque engendré par le relief local :

$$\begin{cases} \hat{G}_b(z) = (1 - S_b) (G_b + G_{d,cs}) = (1 - S_b) (1 - k_d (1 - F_{Hay})) G(z) \\ \hat{G}_d(z) = (1 - S_d) G_{d,iso} = (1 - S_d) (1 - F_{Hay}) k_d G(z) \end{cases} \quad (4.51)$$

L'éclairement global horizontal désagrégé  $\hat{G}(z)$  s'exprime finalement sous la forme :

$$\boxed{\hat{G}(z) = \hat{G}_b(z) + \hat{G}_d(z) = [(1 - S_b) (1 - k_d (1 - F_{Hay})) + (1 - S_d) (1 - F_{Hay}) k_d] G(z)} \quad (4.52)$$

#### Absence d'un modèle de réflectance du terrain

Comme indiqué au début de ce chapitre, l'objectif premier de la méthodologie de désagrégation était l'optimisation de la qualité de l'information géographique contenue au sein de l'atlas solaire du pays ; c'est pourquoi nous avons délibérément éludé la prise en compte de la part de l'éclairement global réfléchi par le terrain. En effet, si cette réflexion engendrée par le relief apparaît délicate à modéliser, elle l'aura avant tout été dans l'étude de Ruiz-Arias *et al.* (2010b) en raison de l'enneigement présent dans les régions montagneuses d'Andalousie. Cette couverture neigeuse étant absolument inexistante en République de Djibouti, il ne semblait donc pas justifié de considérer un modèle de réflectance isotrope qui aurait pu amplifier l'erreur finale. On observe d'ailleurs dans cette même étude que la superposition d'un trop grand nombre de modèles peut amener à sous-estimer des données originellement surestimées. Il apparaît donc très important de toujours utiliser cette procédure de manière avertie, c'est-à-dire de ne mettre exclusivement en œuvre que les éléments considérés comme essentiels à la désagrégation dans la zone géographique étudiée, afin de minimiser les erreurs originelles au lieu de les transformer, et ainsi *converger* vers l'estimation exacte du flux solaire.

#### 4.3.5 Irradiation globale horizontale désagrégée

L'atlas solaire élaboré dans le chapitre 3, en évaluant la ressource solaire au travers du pays en terme de quantité, notamment à des fins de modélisation des systèmes énergétiques, regroupait la cartographie de l'irradiation incidente entre 2008 et 2011. De manière cohérente, le nouvel atlas doit donc se composer de cartes qui, sur la même période, détaillent l'irradiation solaire encore disponible après désagrégation  $\hat{I}(z)$ . Le calcul de cette dernière se fait par intégration numérique de l'éclairement  $\hat{G}(z)$  sur la période considérée ; si la précision obtenue dépend donc directement du pas de temps de ce dernier, cette problématique apparaît d'autant plus vraie que l'on prend en compte l'ombrage direct. En effet, celui-ci étant défini par une fonction conditionnelle, plus la résolution temporelle de l'éclairement sera élevée et plus la précision obtenue sur cette modélisation sera alors importante ; à l'inverse, une résolution trop faible résulterait dans une prise en compte très limitée de l'ombrage direct. Celui-ci étant prépondérant vis-à-vis de l'ombrage diffus (Quaschnig et Hanitsch, 1998), la pertinence même de la désagrégation serait alors remise en question.

Une fois le rayonnement global  $G$ , et l'indice de clarté  $k_t$  correspondant, corrigé en altitude pour chaque point du MNT, le pas de temps obtenu est celui des *slots* SSI originels (1 heure). Pour obtenir une meilleure résolution, et ainsi améliorer la prise en compte de l'ombrage au sein de l'atlas, on interpole linéairement les valeurs de l'indice de clarté entre les heures de lever et de coucher de soleil de chaque journée. De la même manière que dans le chapitre précédent, l'exploitation du  $k_t$  en lieu et place du rayonnement  $G$  évite d'interpoler le rayonnement extraterrestre  $G_0$ , alors même que celui-ci est parfaitement connu. Comme toujours, le pas de temps utilisé pour l'interpolation nécessite un bon équilibre entre temps de calcul et précision obtenue : nous avons opté ici pour un intervalle de 6 minutes, ce dernier demeurant donc modifiable selon les caractéristiques du problème considéré et des moyens informatiques à disposition. Par suite, la fraction diffuse  $k_d$ , déterminée à l'aide des équations (4.40), (4.41) ou (4.42), le rayonnement  $G(z)$ , recalculé à partir du  $k_t$  interpolé et du rayonnement extraterrestre correspondant, le coefficient d'ombrage direct  $S_b$ , et donc le rayonnement désagrégé final  $\hat{G}(z)$ , possèdent tous cette nouvelle résolution temporelle.

On retrouve ainsi l'irradiation désagrégée  $\hat{I}(z)$  en intégrant le rayonnement  $\hat{G}(z)$  sur chaque sous-intervalle  $\Delta t$  de la période considérée :

$$\hat{I}(z) = \int_{\Delta t} \hat{G}(z) \quad (4.53)$$

## 4.4 Atlas solaire désagrégé de la République de Djibouti

Finalement, en traitant la totalité du territoire djiboutien, c.-à-d. en appliquant la procédure précédente à chaque pixel du MNT, nous avons retrouvé, pour la période considérée (2008-2011), une série temporelle de cartes d'irradiation globale horizontale désagrégée, composant le nouvel atlas solaire de la République. On présente ici plus spécifiquement les caractéristiques des cartes mensuelles et annuelle de l'irradiation journalière moyenne qui en résultent, compilées de la même façon que dans le chapitre 3.

### 4.4.1 Un atlas global pour une utilisation locale ultérieure

La résolution temporelle de l'atlas solaire désagrégé dépend de l'usage qui peut, et veut, en être fait ultérieurement ; par conséquent, elle peut aller, comme dans le chapitre précédent, de l'heure à la journée. Cependant, si le pas horaire, comme *brique élémentaire*, permet techniquement de retrouver par la suite n'importe quelle résolution, il nécessite également des moyens informatiques plus importants. Or, dans cette étude, ce dernier est spécifiquement destiné au dimensionnement ultérieur de systèmes PV, pendant que le pas journalier intervient dans l'évaluation du potentiel photovoltaïque global en République de Djibouti (*cf.* chapitre 5). En ce sens, il est donc apparu plus pertinent de compiler et stocker la cartographie de l'irradiation journalière du pays, afin de ne retrouver l'irradiation horaire que de manière exclusivement ponctuelle, en particulier pour la modélisation et le dimensionnement de systèmes solaires. Néanmoins, il est possible d'observer l'évolution de l'irradiation globale horaire et de l'ombrage au cours de la journée dans le pays dans un article que nous avons récemment publié (Pillot *et al.*, 2013). Substantiellement, l'atlas solaire désagrégé représente donc une première information spatiale sur l'importance du gisement au sein du pays (pas journalier), à partir duquel peut ensuite être mise en œuvre la modélisation d'un système en utilisant la procédure présentée à l'échelle locale (pas horaire).

#### 4.4.2 Cartographie de l'irradiation désagrégée pour la période 2008-2011

De manière analogue à la section 3.4, nous avons extrait de l'atlas solaire désagrégé la cartographie de l'irradiation journalière moyenne, mensuelle et annuelle, et déterminé les mêmes paramètres principaux (intervalle, moyenne et écart-type), pondérés par la surface des pixels composant le territoire. Ces caractéristiques sont présentées dans le TABLEAU 4.2 en fonction du modèle de fraction diffuse employé (Ruiz-Arias *et al.*, Erbs *et al.* ou CLIMED 2). De prime abord, on peut constater que les résultats sont sensiblement identiques entre les trois modèles, à l'exception de l'irradiation minimale, dont la valeur plus faible dans le cas de celui de Ruiz-Arias *et al.*, lors des mois où le soleil est le plus bas (de novembre à février), s'explique par les quelques pixels où l'ombrage direct est total : le rayonnement diffus isotrope est alors plus limité en raison d'une estimation moindre de la fraction diffuse. Les moyennes et écarts-types similaires pour l'ensemble des cartes démontrent, en revanche, que l'ombrage direct est peu important dans le pays, du fait principalement d'une position très proche de l'équateur. L'utilisation d'un modèle ne se révélant donc pas significative dans le cas de Djibouti, la suite de cette thèse se cantonnera à la méthode de Erbs *et al.*, dont les performances globales ont déjà été prouvées (Bosch *et al.*, 2010 ; Gueymard, 2009).

Cette proximité du pays avec l'équateur se constate également dans la comparaison de la cartographie désagrégée avec celle présentée dans le chapitre 3. En effet, elle induit une trajectoire particulièrement haute du soleil dans le ciel djiboutien tout au long de l'année et donc un ombrage direct limité, dont on sait qu'il est prépondérant dans l'influence finale sur le rayonnement (Quaschnig et Hanitsch, 1998). Dès lors, si, de manière logique, la prise en compte du relief augmente l'écart-type et réduit l'irradiation minimale à travers le territoire, le potentiel solaire moyen ne diminue en revanche que très faiblement dans le même temps, passant de 5,87kWh/m<sup>2</sup> jour à 5,84kWh/m<sup>2</sup> jour. Ces chiffres tendent à montrer que les effets du relief se trouvent circonscrits à certaines régions, ce qui est effectivement confirmé par la carte annuelle de l'irradiation journalière moyenne décrite sur la FIGURE 4.13. On observe sur celle-ci les différentes zones où l'irradiation originelle apparaît fortement altérée, confirmant les valeurs beaucoup plus faibles de la borne inférieure de l'intervalle vues dans le TABLEAU 4.2. Les effets dus à la variabilité intrapixel de l'altitude sont également visibles au niveau des valeurs maximales de l'irradiation, celles-ci augmentant toutes légèrement (jusqu'à +0,22kWh/m<sup>2</sup> jour en avril). Cependant, ces effets restent limités en comparaison de l'ombrage, ce que confirme la diminution de la moyenne spatiale du potentiel, et sont également compensés entre eux, en raison d'une distribution de l'élévation  $z$  des pixels MNT nécessairement autour de l'altitude moyenne  $z_0$  initialement utilisée dans le modèle OSI SAF. Enfin, le degré élevé de l'indice de clarté dans le pays induit nécessairement une très nette prééminence de la part directe sur la portion diffuse du rayonnement, abaissant *de facto* l'impact déjà moindre de l'ombrage diffus.

De manière évidente, le relief n'a, par conséquent, que très peu d'influence sur le rayonnement solaire global en République de Djibouti, ce qui, en soi, constitue déjà une information. Malgré les conditions préférentielles qui existent dans le pays et qui minimisent donc l'impact du relief, on constate néanmoins que, localement, certains pixels SSI originels apparaissent tout particulièrement désagrégés. Ces différentes zones, où l'irradiation chute de façon drastique, restent certes très modestes par rapport à la taille du territoire ; toutefois, elles confortent également l'objectif premier de cette étude qui était d'amplifier l'information géographique sur le potentiel solaire de la région. Dès lors, dans le cas de territoires plus éloignés de l'équateur ou présentant des conditions climatiques moins favorables (indice de clarté plus faible) ou un relief plus accentué, ce qui se révèle très probable en Afrique subsaharienne, la désagrégation se montre d'autant plus intéressante. Malgré tout, il apparaît très clair que, selon les caractéristiques de la région considérée, cette procédure se doit

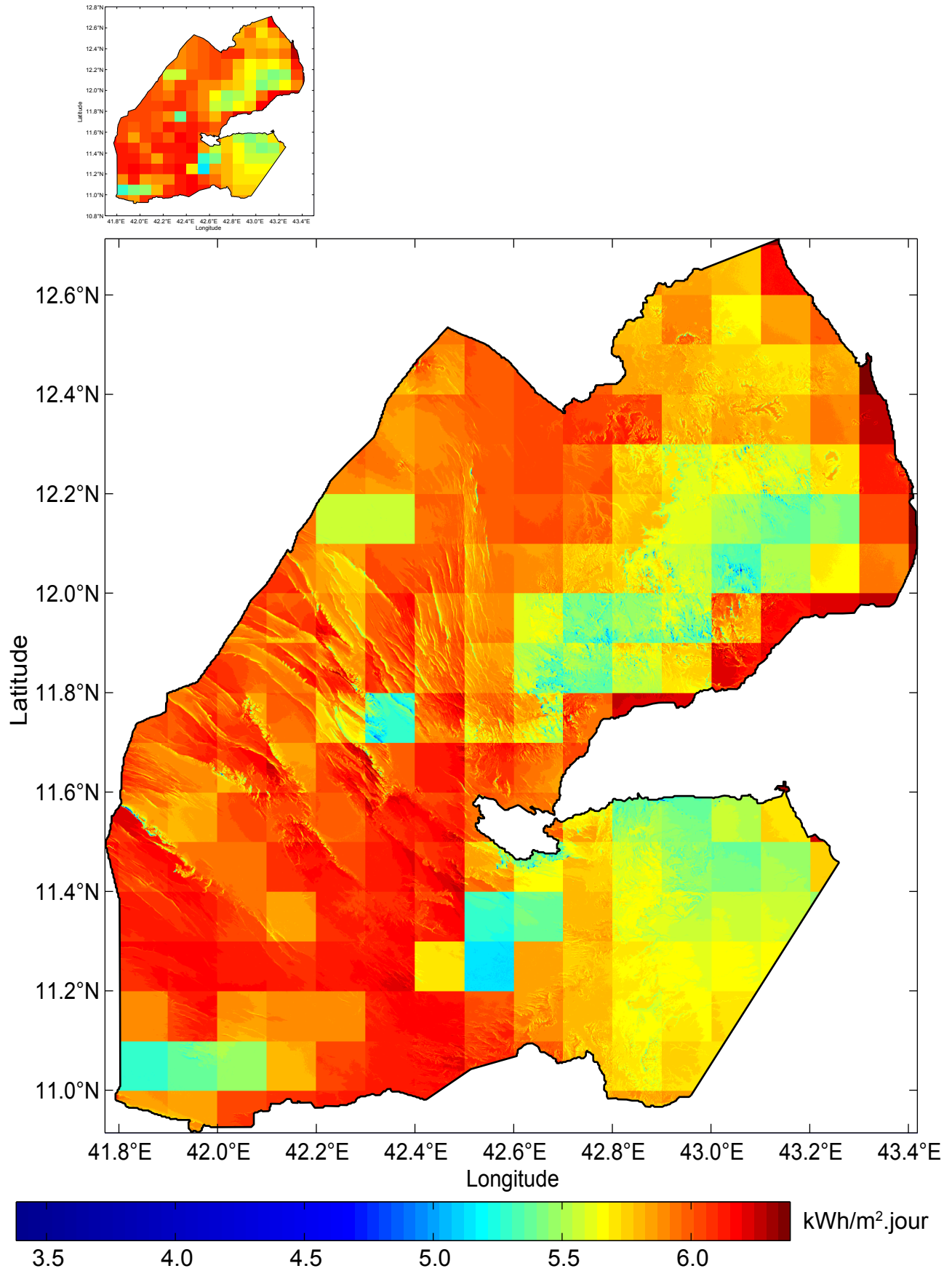


FIGURE 4.13 – Carte annuelle de l'irradiation journalière moyenne ( $\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{jour}$ ) en République de Djibouti pour la période 2008-2011, avec prise en compte de la désagrégation (modèle de Erbs. *et al.*).

TABLEAU 4.2 – Caractéristiques principales de la cartographie des moyennes mensuelles de l'irradiation globale journalière sur Djibouti pour la période 2008-2011, avec prise en compte de la désagrégation.

	Irradiation globale désagrégée (kWh/m <sup>2</sup> jour)								
	Ruiz-Arias <i>et al.</i>			Erbs <i>et al.</i>			CLIMED 2		
	Intervalle	Moy. <sup>1</sup>	E.T. <sup>2</sup>	Intervalle	Moy.	E.T.	Intervalle	Moy.	E.T.
Janvier	0,56 - 5,79	4,97	0,569	0,65 - 5,79	4,97	0,570	0,67 - 5,79	4,97	0,569
Février	1,36 - 6,22	5,53	0,403	1,44 - 6,22	5,53	0,404	1,45 - 6,22	5,53	0,404
Mars	4,54 - 7,13	6,43	0,266	4,54 - 7,13	6,43	0,266	4,54 - 7,13	6,43	0,266
Avril	4,88 - 7,43	6,67	0,276	4,87 - 7,43	6,67	0,276	4,86 - 7,43	6,67	0,276
Mai	4,74 - 7,15	6,37	0,227	4,71 - 7,15	6,37	0,227	4,70 - 7,15	6,37	0,227
Juin	4,60 - 6,86	6,27	0,175	4,61 - 6,86	6,27	0,175	4,60 - 6,86	6,27	0,176
Juillet	4,18 - 6,23	5,79	0,186	4,17 - 6,23	5,79	0,187	4,16 - 6,23	5,79	0,187
Août	4,34 - 6,35	5,80	0,181	4,33 - 6,35	5,80	0,182	4,33 - 6,35	5,80	0,182
Septembre	4,40 - 6,85	6,01	0,242	4,40 - 6,85	6,01	0,243	4,40 - 6,85	6,01	0,243
Octobre	2,62 - 6,69	5,94	0,226	2,67 - 6,69	5,94	0,226	2,68 - 6,69	5,94	0,226
Novembre	0,55 - 5,95	5,34	0,290	0,64 - 5,95	5,34	0,290	0,66 - 5,95	5,33	0,290
Décembre	0,48 - 5,64	5,00	0,402	0,56 - 5,64	5,00	0,403	0,56 - 5,64	5,00	0,402
Annuel	3,36 - 6,39	5,84	0,241	3,38 - 6,39	5,84	0,241	3,38 - 6,39	5,84	0,241

<sup>1</sup> Moyenne.

<sup>2</sup> Écart-type.

d'être utilisée avec parcimonie, notamment dans le cas de MNT de résolution très importante (3 secondes d'arc ou moins). Substantiellement, afin d'éviter les traitements superflus, et donc d'obtenir le meilleur ratio possible de l'impact du relief sur la performance du processus global, il est essentiel que la mise en place d'une telle méthode soit un bon compromis entre la localisation, la taille, les conditions climatiques et les caractéristiques topographiques du territoire étudié et la performance générale de calcul.

## Conclusion

L'atlas solaire préalablement établi dans le chapitre 3 repose sur le modèle OSI SAF qui, basé sur l'utilisation d'images satellitaires, tient uniquement compte de l'interaction du rayonnement avec l'atmosphère. Cependant, l'éclairement, en atteignant le sol, interagit entre autres avec le relief, qui influe localement aussi bien sur la portion de ciel réellement visible (horizon) que sur l'épaisseur de la couche atmosphérique traversée (altitude). Afin de prendre également en considération ces effets dans l'évaluation du potentiel solaire à travers le pays, nous avons donc couplé *a posteriori* la donnée SSI avec un maillage topographique de la région (MNT). La méthodologie mise en place consiste dans le retraitement du rayonnement pour chaque pixel du MNT ; la résolution de ce dernier étant beaucoup plus importante que celle du satellite, on parle alors de *désagrégation*.

Ce processus se décompose selon plusieurs étapes, à savoir l'évaluation de l'horizon engendré par le terrain, la correction de l'éclairement en altitude, l'estimation de la portion diffuse de ce dernier, et l'application des facteurs d'ombrage, pour finalement apprécier l'irradiation globale incluant les effets topographiques. La spécificité de la procédure ainsi que la nécessité d'optimiser les temps de traitement nous ont incités à privilégier un développement *vertical*, c.-à-d. l'utilisation d'une pla-

teforme logicielle unique (Matlab) pour la conception et l'exécution des différentes phases de cette dernière. En ce sens, nous avons donc également développé notre propre modèle d'horizon qui, d'une part, peut, grâce à son assise théorique, être généralisé à d'autres zones, et qui, d'autre part, présente à la fois une plus grande précision et un temps de calcul plus faible que les modèles déjà existants.

La désagrégation se présente ici comme un filtre, permettant, pour une zone considérée, de revaloriser l'information sur le gisement solaire existant, et dont la consistance est d'autant plus importante que le nombre d'informations sur le type de climat du territoire étudié est grand. Elle se révèle par ailleurs très flexible : elle peut ainsi être couplée avec tout type de modèle de rayonnement, être utilisée de manière globale (cartographie) ou locale (modélisation), ou encore accepter, selon leur degré de pertinence, des paramètres supplémentaires (utilisation de l'albédo notamment). En substance, une cartographie *désagrégée* peut donc, dans des régions particulièrement montagneuses, renforcer l'aide à la prise de décision en matière de systèmes énergétiques, en excluant *de facto* les applications solaires de certains secteurs géographiques.

## Potentiel de la technologie photovoltaïque dans le cadre de l'électrification décentralisée des populations rurales

*Prunelle, attends ! Je vais te montrer la première lampe de poche à énergie solaire ! Il ne me reste plus qu'un tout petit problème à résoudre : elle ne fonctionne qu'en plein soleil ...*

Gaston, « La saga des gaffes »

André Franquin

### RÉSUMÉ

---

Si le gisement solaire apparaît comme le premier indicateur, et le plus pertinent, du potentiel d'une région en matière d'électrification photovoltaïque décentralisée, il n'en est toutefois pas le seul. Ce chapitre aborde donc l'ensemble des paramètres *secondaires*, éléments de technologie et caractéristiques environnementales, qui, en plus de l'irradiation, se montrent indispensables pour évaluer avec précision l'énergie électrique produite par un système PV quelconque. Nous avons ainsi combiné plusieurs modèles afin de déterminer le rendement de conversion d'un panneau photovoltaïque à partir de ses caractéristiques intrinsèques, du rayonnement incident et de la température de fonctionnement, tout en y intégrant les effets engendrés par le vieillissement. D'autre part, nous avons retrouvé les paramètres exogènes influençant directement ou indirectement la production PV, et utilisés dans le calcul du rendement de conversion : le rayonnement effectif dans le plan des modules, estimé à partir du rayonnement horizontal vu précédemment, et la température ambiante. Pour évaluer cette dernière, nous avons développé un réseau de neurones artificiels de type *feedforward*, associant aux données satellitaires de la température de surface (LST), estimées par le centre LSASAF, les mesures de la température de l'air relevées au niveau des stations météorologiques déployées dans le pays. En définitive, nous avons élaboré une base de données spatiotemporelles du productible photovoltaïque sur la période 2008-2011, à partir de laquelle nous avons extrait une cartographie caractéristique destinée à faciliter la prise de décision pour les différents acteurs, publics ou privés, du domaine. Par ailleurs, afin de pouvoir juger de la pertinence de la technologie photovoltaïque vis-à-vis des alternatives énergétiques classiques existantes, nous avons, à l'aide d'une approche multicritère, développé le concept de *zone rurale de développement photovoltaïque*, désignant en cela les zones d'un territoire où la technologie photovoltaïque apparaît bien adaptée à l'électrification des populations rurales.

---



## Introduction

Les deux premiers chapitres de cette thèse nous ont permis, d'une part, de mesurer la pertinence de l'utilisation des énergies renouvelables dans l'optique d'électrifier les populations rurales d'Afrique subsaharienne et, d'autre part, d'appréhender plus spécifiquement le cas de l'énergie photovoltaïque en République de Djibouti. La nécessité d'une planification de son exploitation nous a ensuite conduits à estimer, dans les deux précédents chapitres, le gisement solaire disponible dans le pays. Celui-ci constitue une information essentielle dans le but de pouvoir évaluer, le cas échéant, le potentiel de production électrique d'un système PV, et ainsi dimensionner au mieux les futures installations. Néanmoins, et c'est ce que ce chapitre se propose de développer, si cette donnée apparaît assurément indispensable, elle n'en est pour autant pas la seule à prendre en considération lorsque l'on cherche à estimer avec précision le potentiel effectif d'une installation.

En effet, comme nous avons pu le voir dans la section 2.2.4 du chapitre 2 et de même que pour tout système énergétique, la technologie PV possède un certain rendement de conversion, par ailleurs spécifique au matériau employé. Surtout, ce rendement évolue lui-même avec les fluctuations de différents paramètres exogènes dont l'influence sur les caractéristiques endogènes d'une cellule PV modifie son comportement au cours du temps. Ainsi, le rayonnement solaire dans le plan des modules et la température de l'air ambiant influent directement ou indirectement sur le courant et la tension d'un champ photovoltaïque, altérant alors la puissance électrique maximale pouvant être fournie par ce dernier (Luque et Hegedus, 2003).

Par ailleurs, au-delà même de la ressource solaire et de la conversion photovoltaïque, nous avons également, dans le premier chapitre, argumenté dans le sens d'une justification technico-économique de l'usage des alternatives renouvelables devant les autres ressources classiques. En substance, dans le cas de l'électrification d'une partie des populations rurales de la République de Djibouti, le degré de pertinence de l'énergie photovoltaïque se mesure également à l'aune du niveau de faisabilité technique et économique qu'affichent dans le même temps les moyens traditionnels de production disponibles sur le territoire.

En définitive, c'est la prise en considération de la ressource solaire et de ces différents facteurs au sein d'une même cartographie qui, dans le cadre d'une électrification des populations isolées du pays, peut réellement nous permettre de légitimer ou non l'utilisation de la technologie photovoltaïque. C'est pourquoi ce chapitre se décompose en quatre parties dépendantes les unes des autres, à savoir l'explicitation et la modélisation de la conversion PV, l'estimation des paramètres climatiques externes dont dépend le comportement d'un module PV, et, enfin, la mise en relation de ces éléments afin de déterminer, d'une part, la cartographie du potentiel photovoltaïque, et, d'autre part, en y associant l'analyse de critères spécifiques permettant de confronter l'énergie PV aux ressources classiques, l'évaluation des *zones rurales de développement photovoltaïque (ZRDP)* du territoire.

### 5.1 Caractéristiques endogènes : modélisation de la conversion photovoltaïque

Dans le chapitre 2, nous avons présenté de manière globale le principe physique de la conversion photovoltaïque, dont le rendement dépend donc du matériau utilisé (*cf.* section 2.2.4.2), ainsi que la composition typique des systèmes autonomes destinés à l'électrification décentralisée. Dans le cas de notre étude cartographique, qui vise à planifier l'utilisation de la technologie à travers le territoire,

nous nous sommes avant tout concentrés sur l'élément central d'un système que constitue le générateur photovoltaïque, dont nous avons cherché à prévoir la production en fonction des caractéristiques climatiques ambiantes (rayonnement dans le plan des modules, température ambiante). Pour cela, il était donc nécessaire de modéliser le fonctionnement d'un tel générateur en conditions réelles, c.-à-d. de retrouver, pour n'importe quel instant, la puissance de sortie en fonction de paramètres d'entrée et des caractéristiques intrinsèques d'une cellule.

### 5.1.1 Description générale du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Le comportement d'une cellule photovoltaïque sous illumination, c.-à-d. la production d'un courant  $I$  sous une certaine tension  $V$ , repose sur les propriétés du semi-conducteur utilisé et sur des mécanismes qui sont aujourd'hui bien connus de la physique quantique (Gray, 2003 ; Tiwari et Dubey, 2009 ; Wenham *et al.*, 2007). Cependant, les cellules réelles sont avant tout définies par des grandeurs macroscopiques mesurables (courant, tension, puissance, résistance), ce qui explique que la plupart des méthodes caractérisant leur fonctionnement soit basée sur l'utilisation de modèles électriques équivalents (Ciulla *et al.*, 2014).

#### 5.1.1.1 Principe physique

Une cellule PV à jonction simple, ou *photodiode*, dont la FIGURE 5.1 propose une vue schématique, consiste en une jonction entre deux semi-conducteurs respectivement dopés avec des atomes donneurs (couche  $n$  chargée négativement) et accepteurs d'électrons (couche  $p$  chargée positivement).

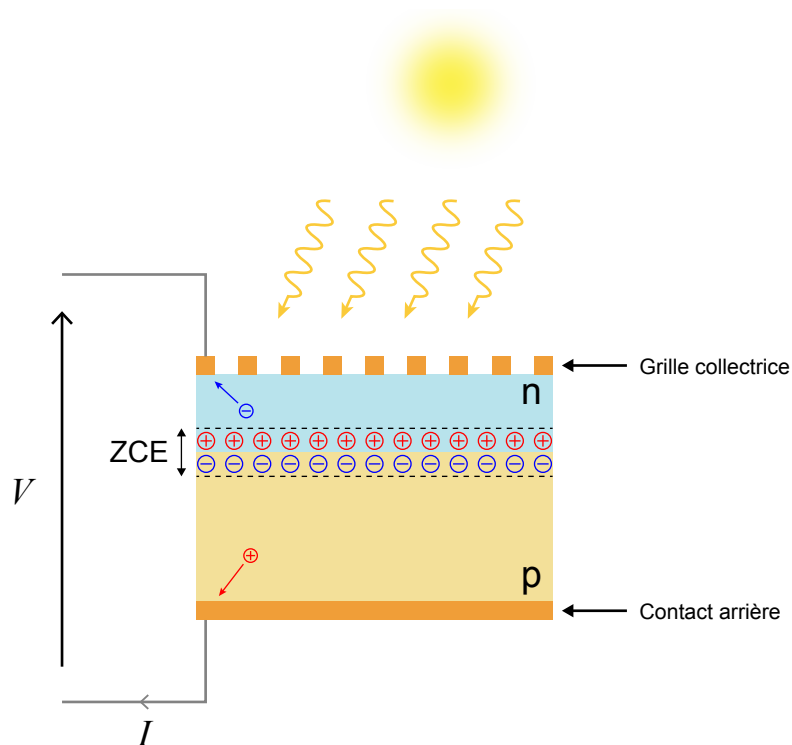


FIGURE 5.1 – Schéma de principe d'une cellule photovoltaïque qui, lorsqu'elle est exposée à un rayonnement, produit un courant  $I$  sous une tension  $V$  (Gray, 2003 ; Thiaux, 2010).

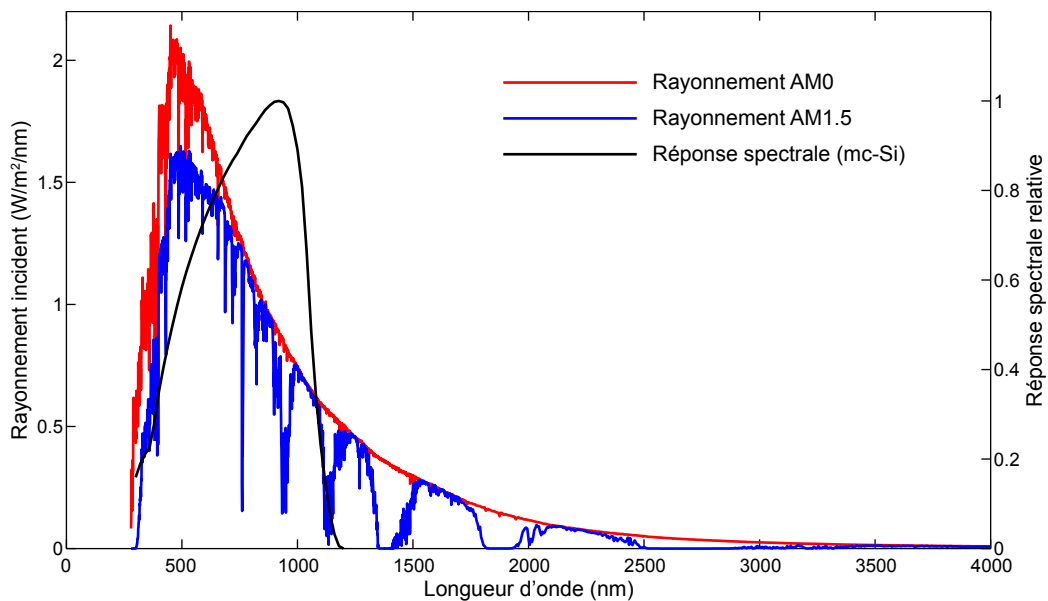


FIGURE 5.2 – Comparaison entre les spectres solaires AM0 et AM1.5 et la réponse spectrale relative d'une cellule PV en silicium polycristallin (American Society for Testing and Materials, 2012 ; Fraunhofer ISE, 2014).

Une fois cette jonction opérée, les porteurs de charge positifs de la zone  $p$  et négatifs de la zone  $n$  diffusent de part et d'autre de celle-ci, laissant derrière eux, au niveau de l'interface, une zone de charge d'espace (ZCE) constituée de deux couches ioniques respectivement négative et positive, à l'origine de l'apparition d'un champ électrique dans la cellule (Gray, 2003 ; Tiwari et Dubey, 2009). Le semi-conducteur utilisé possède en outre un certain gap énergétique  $E_G$ , variant d'un matériau à l'autre ( $E_G(Si) = 1,17 eV$  notamment) et correspondant à l'énergie nécessaire pour qu'un électron passe de la bande de valence à la bande de conduction de celui-ci. Dès lors, lorsque la couche  $n$  se retrouve exposée à un rayonnement, certains des électrons de valence des atomes constitutifs du matériau acquièrent suffisamment d'énergie pour être décrochés ; ces derniers, récoltés par une grille métallique, se retrouvent entraînés dans un circuit extérieur sous l'effet du champ électrique généré par la ZCE, produisant alors un courant électrique  $I$  aux bornes de la cellule.

Par ailleurs, la nature quantique de cet effet photoélectrique induit qu'une cellule PV ne produit pas d'électricité au prorata du rayonnement solaire incident, mais fournit en fait un certain nombre d'électrons qui, idéalement, équivaut à celui des photons incidents dont l'énergie est supérieure au *gap* du semi-conducteur considéré (Gray, 2003). Cette propriété explique la forte dépendance qui existe entre la réponse d'une cellule solaire et la longueur d'onde du flux incident (*réponse spectrale*), et donc le fait que les performances de cette dernière soient fortement corrélées au spectre du rayonnement solaire (Wenham *et al.*, 2007). Ainsi, les photons de grande longueur d'onde sont davantage absorbés en profondeur, et donc loin de la grille collectrice, tandis que les photons de faible longueur d'onde sont immédiatement absorbés à la surface, l'excédent d'énergie étant de plus dissipé sous forme de chaleur à travers le matériau ; dans les deux cas, les électrons ainsi libérés ont tendance à revenir à leur état énergétique initial, c.-à-d. dans la bande de valence, ne participant donc pas au courant débité par la cellule (Wenham *et al.*, 2007). Il en résulte alors qu'une cellule en silicium cristallin, dont le gap est très proche du gap idéal  $E_G = 1,1 eV$  pour lequel l'efficacité théorique d'une cellule est maximale (Gray, 2003), ne convertit en énergie électrique, par exemple, que la partie du spectre

solaire comprise entre  $0,4\ \mu\text{m}$  et  $1,1\ \mu\text{m}$  de longueur d'onde. C'est ce que montre la FIGURE 5.2, où sont représentés, d'une part, les distributions spectrales des rayonnements extraterrestre (AM0) et AM1.5, standard utilisé par l'industrie et la recherche pour mesurer les caractéristiques d'une cellule (Emery, 2003), et, d'autre part, la réponse spectrale relative d'une cellule au silicium polycristallin (mc-Si).

### 5.1.1.2 Comportement électrique d'une cellule solaire à jonction simple

#### Caractéristique I-V

Sous éclairage, une cellule PV produit un certain courant  $I$  fonction de la tension  $V$  appliquée aux bornes de cette dernière, typiquement celle de la charge alimentée ou du parc de batterie dans un système autonome. L'intensité de ce courant est maximale lorsque rien ne s'oppose au flux de charges, c.-à-d. si la cellule est court-circuitée : dans ce cas, le courant mesuré à ses bornes est le courant de court circuit  $I_{cc}$  et la tension  $V$  est donc nulle ; à l'inverse, l'intensité est minimale quand le flux de charges n'existe plus, soit lorsque le circuit est ouvert : cette fois, le courant est nul et la tension mesurée est maximale et égale à  $V_{co}$  (tension de circuit ouvert). Par ailleurs, on détermine aisément la puissance électrique fournie par une cellule sur un point de fonctionnement considéré en effectuant le produit de la tension et du courant correspondants ( $P = VI$ ). On observe ainsi l'évolution spécifique du courant et de la puissance fournis par une cellule en silicium monocristallin en fonction de la tension à ses bornes sur la FIGURE 5.3, caractéristique courant-tension à laquelle, d'ailleurs, on se réfère plus communément sous le terme de *caractéristique I-V* ou *courbe I-V* (Gray, 2003). La puissance  $P$  produite par la cellule augmente depuis le point de court-circuit jusqu'au point de

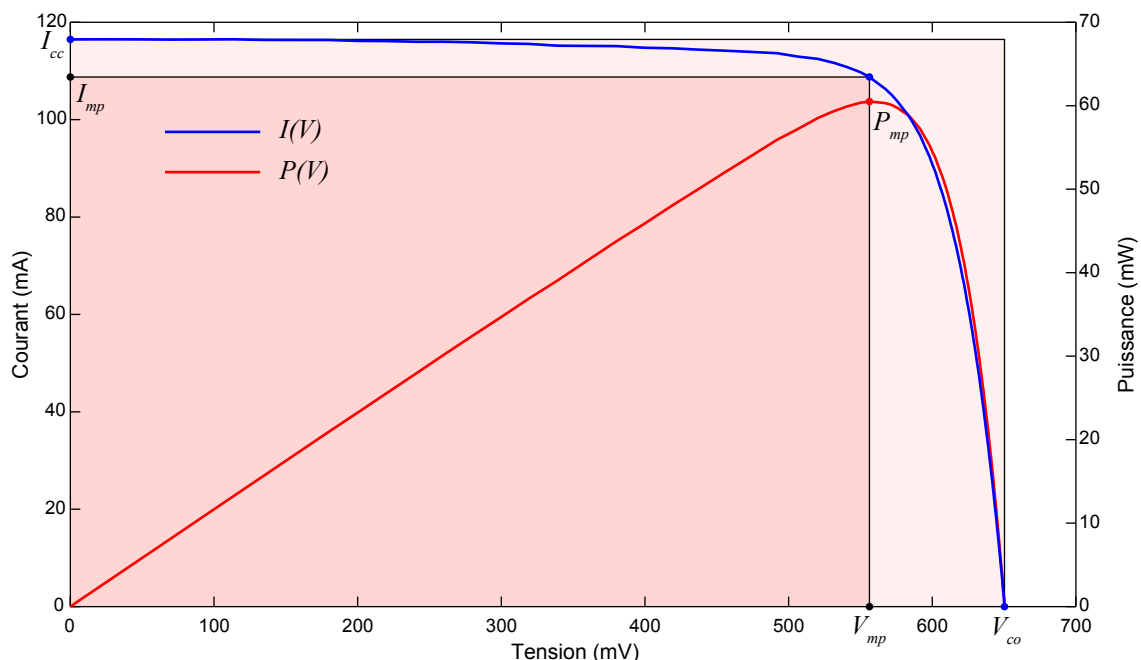


FIGURE 5.3 – Exemple de caractéristique I-V d'une cellule PV en silicium monocristallin, et évolution de la puissance électrique  $P$  associée (Fraunhofer ISE, 2014). Sont indiqués les points de fonctionnement remarquables, à savoir le courant de court-circuit  $I_{cc}$ , la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  et le MPP ( $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ) ; le facteur de forme  $FF$  est égal au rapport des aires des deux rectangles.

puissance maximale  $P = P_{mp}$ , ou MPP (*maximum power point*), pour lequel  $V = V_{mp}$  et  $I = I_{mp}$ . Ce point permet en outre de mesurer un autre critère fondamental d'une cellule PV : le facteur de forme ( $FF$ ) ; ce facteur, compris entre 0 et 1, est égal au ratio de l'aire du rectangle de côtés  $I_{mp}$  et  $V_{mp}$  sur celle du rectangle de côtés  $I_{cc}$  et  $V_{co}$ , tous les deux visibles sur la FIGURE 5.3 :

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{co}I_{cc}} = \frac{V_{mp}I_{mp}}{V_{co}I_{cc}} \quad (5.1)$$

Le rectangle  $I_{cc} - V_{co}$  représentant la caractéristique idéale correspondante, le facteur de forme exprime donc le degré de qualité d'une cellule ; en définitive, celle-ci sera d'autant plus efficiente que son courant de court-circuit  $I_{cc}$  et sa tension de circuit ouvert  $V_{co}$  seront élevés, et que son facteur de forme  $FF$  sera proche de l'unité (Gray, 2003). Aujourd'hui, une cellule au silicium produite par l'industrie possède typiquement une densité de courant de court-circuit de  $0,034 \text{ A/cm}^2$ , une tension de circuit ouvert de  $0,6 \text{ V}$  et un facteur de forme de  $0,74$  (Tobías *et al.*, 2003).

### Circuit électrique équivalent

À l'heure actuelle, le concept le plus couramment rencontré dans la littérature pour modéliser le comportement d'une cellule, et ainsi retrouver sa caractéristique I-V, est sans conteste celui du circuit électrique équivalent (Ciulla *et al.*, 2014 ; Cotfas *et al.*, 2013 ; Gray, 2003 ; Wenham *et al.*, 2007). Lorsqu'elle n'est soumise à aucun rayonnement, une photodiode se comporte comme une diode classique qui, quand on lui applique une certaine tension  $V_d$ , fournit un certain courant  $I_d$  dont l'expression analytique connue est la suivante :

$$I_d = I_0 \left( \exp \left( \frac{qV_d}{nkT} \right) - 1 \right) \quad (5.2)$$

Avec  $I_0$  le courant de saturation de la diode,  $q$  la charge d'un électron,  $k$  la constante de Boltzmann,  $T$  la température de la jonction, et  $n$  le facteur de qualité de la diode, généralement compris entre 1 et 2. Ce courant  $I_d$  étant inverse au photocourant  $I_{ph}$ , courant généré par effet photoélectrique lorsque la jonction est éclairée, une cellule PV idéale peut alors être assimilée à un générateur de courant connecté en parallèle avec une diode, sa caractéristique I-V s'exprimant par conséquent sous la forme (Ciulla *et al.*, 2014) :

$$I = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{qV_d}{nkT} \right) - 1 \right) \quad (5.3)$$

Cependant, une cellule PV réelle est également soumise à différents effets parasites de résistance, qui réduisent son facteur de forme et que l'on peut exprimer en connectant une résistance série  $R_s$  et une résistance de shunt  $R_{sh}$  au circuit idéal précédent : c'est le *modèle simple diode* décrit par la FIGURE 5.4 (a) (Brano *et al.*, 2010 ; Ciulla *et al.*, 2014 ; de Blas *et al.*, 2002). La résistance  $R_s$  modélise les effets dissipatifs engendrés notamment par la résistivité du matériau semi-conducteur ou par les contacts métalliques, tandis que la résistance  $R_{sh}$  prend en considération le degré de qualité de la jonction  $pn$ , dont les imperfections peuvent entraîner des phénomènes de surface affectant directement le flux de charge pouvant passer au travers (Ciulla *et al.*, 2014 ; Tiwari et Dubey, 2009 ; Wenham *et al.*, 2007). Finalement, la résolution de ce circuit à l'aide de la loi de Kirchhoff permet de retrouver la caractéristique I-V correspondante :

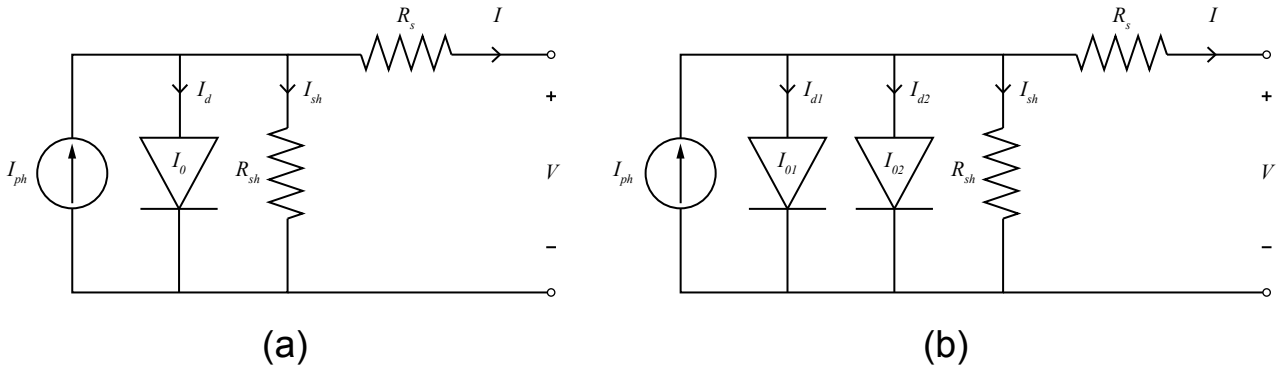


FIGURE 5.4 – Circuits électriques équivalents d’une cellule PV : modèle simple (a) et double diode (b).

$$\begin{aligned}
 I &= I_{ph} - I_d - I_{sh} \\
 &= I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

Par ailleurs, si chaque processus de conduction électronique se produisant au sein d’une cellule est pris en compte séparément, le circuit précédent peut alors être modifié en y ajoutant autant de diodes que de mécanismes considérés (Cotfas *et al.*, 2013). Dans le cas de la modélisation du courant issu de la recombinaison des porteurs de charge dans les couches  $n$  et  $p$ , d’un côté, et du courant dû à la recombinaison des porteurs de charge dans la ZCE, de l’autre, on a alors affaire au *modèle double diode* visible sur la FIGURE 5.4 (b) (Attivissimo *et al.*, 2013 ; Ciulla *et al.*, 2014 ; Gray, 2003). Il apparaît non plus un, mais deux *courants de fuite*  $I_{d1}$  et  $I_{d2}$ , produits respectivement par la première et la seconde diode, la caractéristique I-V devenant ainsi :

$$\begin{aligned}
 I &= I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \\
 &= I_{ph} - I_{01} \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{n_1 kT} \right) - 1 \right) - I_{02} \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{n_2 kT} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}
 \end{aligned} \tag{5.5}$$

Avec  $I_{01}$  et  $I_{02}$  les courants de saturation respectifs des deux diodes, et  $n_1$  et  $n_2$  les coefficients de qualité correspondants. Si ces deux modèles sont les plus couramment utilisés dans la littérature (Ciulla *et al.*, 2014 ; Cotfas *et al.*, 2013), on notera qu’il est également possible de trouver l’emploi d’une troisième diode permettant de prendre en compte des phénomènes supplémentaires tel l’effet thermoélectronique ou encore le courant de fuite à la périphérie d’une cellule (Cotfas *et al.*, 2013 ; Nishioka *et al.*, 2007).

### 5.1.1.3 Assemblage de cellules : le module photovoltaïque

Une cellule solaire seule étant trop fragile et présentant une tension trop faible (0,6 V), elles sont donc principalement connectées en série, et parfois en parallèle, puis encapsulées pour former un module, ou panneau, photovoltaïque (*cf.* FIGURE 5.5), celui-ci constituant lui-même la brique élémentaire d’un champ PV (Wenham *et al.*, 2007). Dans le cas idéal où toutes les cellules qui le composent

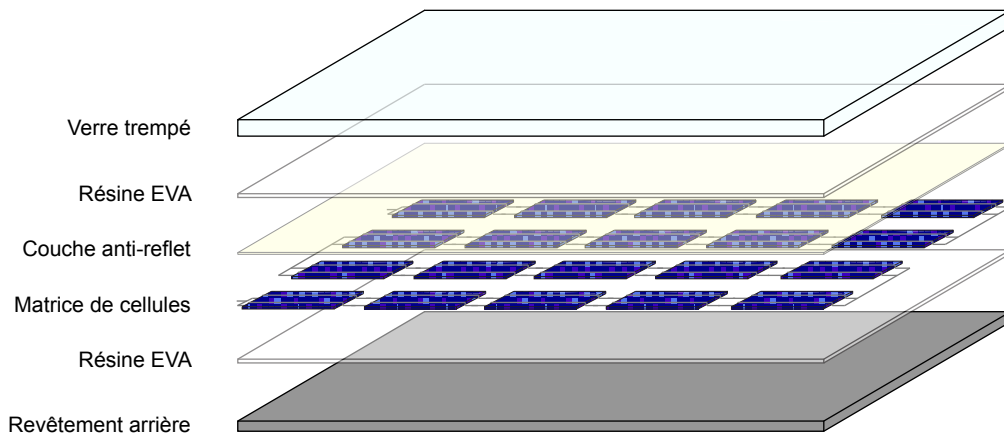


FIGURE 5.5 – Encapsulation typique d'une matrice de  $N_p \times N_s$  cellules PV (ici,  $N_p = 1$  et  $N_s = 20$ ) entre deux couches de résine EVA (éthylène-acétate de vinyle) au sein d'un module (Labouret et Viloz, 2006 ; Tobías *et al.*, 2003).

sont strictement identiques et soumises aux mêmes conditions de rayonnement et de température, la caractéristique I-V d'un module ne représente alors qu'une mise à l'échelle de la caractéristique de ces cellules, le modèle électrique équivalent devenant ainsi, dans le cas *simple diode* (Adamo *et al.*, 2011 ; Wenham *et al.*, 2007) :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_{s,module})}{nN_s kT} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_{s,module}}{R_{sh,module}} \quad (5.6)$$

Avec  $N_p$  le nombre de chaînes connectées en parallèle et composées chacune de  $N_s$  cellules reliées en série ;  $I$  et  $V$  correspondent cette fois-ci respectivement au courant et à la tension mesurés aux bornes d'un module PV<sup>1</sup>. En définitive, dans ce cas idéal, la puissance totale produite par un panneau représente la somme des puissances générées par chacune des cellules dont il est constitué.

#### 5.1.1.4 Influence du rayonnement et de la température sur la caractéristique I-V d'un module

La caractéristique I-V présentée précédemment (*cf.* FIGURE 5.3) constituait la caractéristique *nominale* d'une cellule, mesurée dans les conditions standards, ou STC (*standard test conditions*), c.-à-d. pour une température de fonctionnement de 25 °C, un rayonnement de 1000 W/m<sup>2</sup> et une distribution spectrale AM1.5 (Emery, 2003). Cependant, comme nous venons de le voir, le courant généré par effet photoélectrique dans une cellule dépend directement de la quantité et de l'énergie des photons incidents ; le photocourant  $I_{ph}$  est donc fonction de l'intensité du rayonnement solaire dans le plan des modules, relation qui, idéalement, est considérée comme linéaire (Attivissimo *et al.*, 2013 ; Ciulla *et al.*, 2014). En outre, en plus de cette implication triviale, la température de fonctionnement d'un module influe également de manière importante sur son comportement, celle-ci pouvant en effet fortement altérer le rendement de conversion disponible (Gergaud, 2002 ; Nishioka *et al.*, 2003). La caractéristique I-V d'un panneau est donc totalement dépendante de ces deux paramètres,

1. Dans la littérature, les notations employées pour décrire la caractéristique I-V d'une cellule ( $V_{co}$ ,  $I_{cc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ,  $P_{mp}$ ,  $FF$ ) restent très souvent les mêmes pour un module. C'est pourquoi, afin d'éviter une trop grande prolifération de termes, nous avons privilégié une notation commune (*cf.* nomenclature).

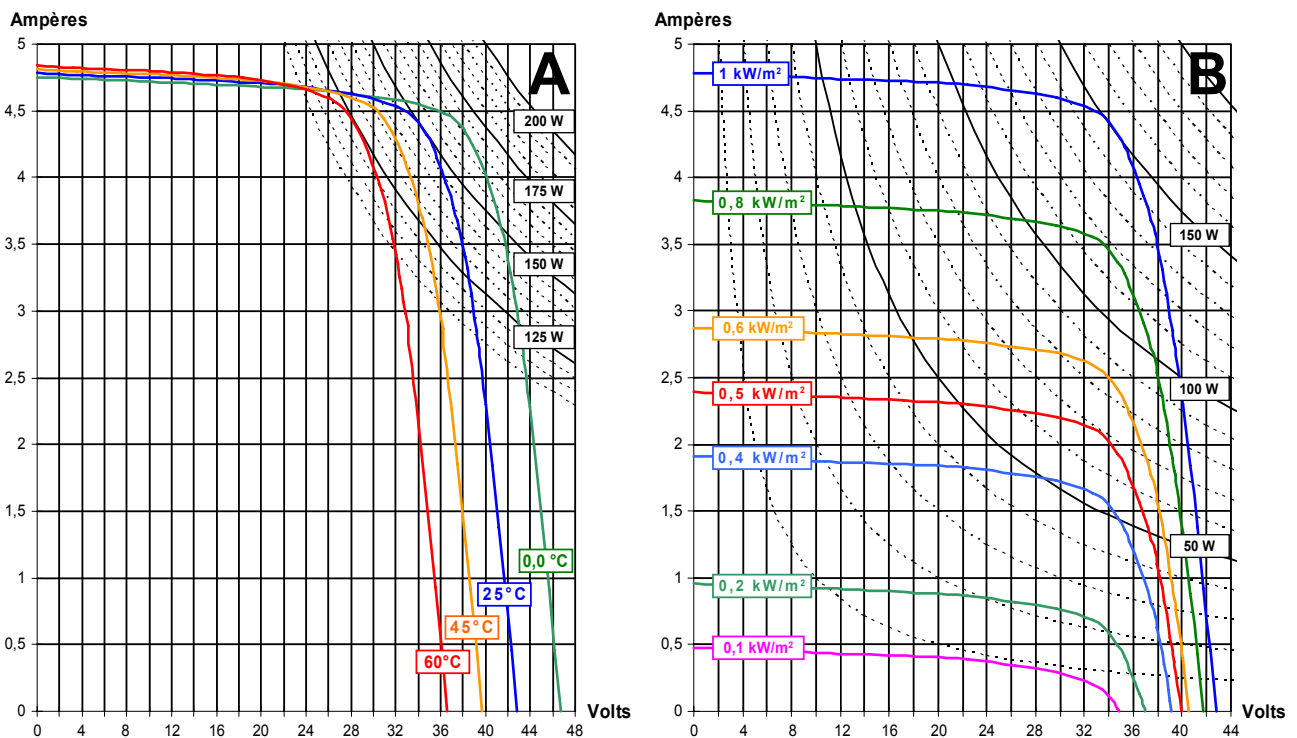


FIGURE 5.6 – Exemple d'évolution de la caractéristique I-V d'un module PV industriel avec (A) la température (rayonnement constant égal à  $1 \text{ kW/m}^2$  ; distribution spectrale AM1.5) et (B) le rayonnement (température constante de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) (Labbé, 2006 ; Photowatt, 2007).

dont l'influence est résumée par la FIGURE 5.6 qui présente les courbes I-V d'un module photovoltaïque industriel pour différentes conditions de température et de rayonnement (Photowatt, 2007). On constate ainsi non seulement une augmentation du courant de court-circuit (quasi linéaire), mais aussi de la tension de circuit ouvert avec le rayonnement, résultant logiquement dans l'accroissement de la puissance maximale produite. À l'inverse, et comme prévu par la théorie (Gray, 2003), si le courant de court-circuit du module varie assez peu avec la température, il n'en est pas de même de la tension de circuit ouvert, dont la diminution substantielle provoque au niveau global une dégradation de la puissance maximale disponible.

### 5.1.2 Estimation de la puissance électrique maximale fournie par un champ photovoltaïque

L'un des principaux objectifs de ce chapitre est de retrouver le productible photovoltaïque disponible à travers le pays, soit l'énergie électrique pouvant être fournie par un générateur PV quelconque, de puissance nominale donnée, composant un système autonome. En substance, il nous faut donc pouvoir estimer la puissance produite par un tel générateur à tout moment, c'est-à-dire, dans le cas spécifique d'un système où le champ PV fonctionne constamment au MPP, retrouver la puissance  $P_{mp}$  de celui-ci pour n'importe quelles conditions de rayonnement et de température.



### 5.1.2.1 Optimisation de la production d'un système PV autonome

Dans cette étude, on s'intéresse en premier lieu à la modélisation du comportement électrique de modules qui seront amenés à composer le champ PV d'un système autonome (cf. section 2.2.4.4). Dans l'idéal, pour optimiser l'efficacité d'un tel système, et par là même sa rentabilité, il est essentiel de maximiser l'énergie extraite du générateur PV, c.-à-d. de faire en sorte que ce dernier fonctionne en permanence au plus près de son MPP, et ce, quelles que soient les conditions. Cependant, nous venons de montrer que la gamme de tension d'un module en fonctionnement était particulièrement grande, ce qui, associée à la tension d'un parc de batteries elle aussi relativement variable selon les conditions et l'état de charge, peut entraîner un écart plus ou moins important entre la tension effective de fonctionnement du système et la tension du MPP (Schmid et Schmidt, 2003). C'est pourquoi, afin de parer aux éventuelles pertes engendrées par ce décalage, on intègre très souvent au régulateur de charge du système (cf. section 2.2.4.4, chapitre 2) un convertisseur DC/DC, ou MDC (*matching DC/DC converter*), à commande MPPT (*maximum power point tracking*), qui, d'une part, découple la tension du générateur PV de celle de la batterie et, d'autre part, ajuste en permanence, à l'aide d'un algorithme adapté, le voltage du générateur sur celui de son MPP actuel (Eltawil et Zhao, 2013 ; Schmid et Schmidt, 2003).

Dans ce cas spécifique, on ne cherche donc plus à modéliser la caractéristique I-V totale du module ou du générateur PV considéré, mais seulement à déterminer la puissance maximale disponible pour n'importe quelles conditions de rayonnement et de température.

### 5.1.2.2 Modélisation de la puissance maximale disponible

#### Puissance maximale d'un générateur PV dans le cas idéal

De la même manière qu'un module est composé de cellules connectées en série et en parallèle, un générateur PV est constitué de  $M_p$  chaînes connectées en parallèle et composées chacune de  $M_s$  panneaux en série. On se place ici dans le cas idéal où tous les modules sont strictement identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions de température et de rayonnement ; on retrouve alors, de façon simple, la puissance maximale  $P_{mpg}$  produite par le générateur :

$$P_{mpg} = I_{mpg} V_{mpg} = M_p M_s I_{mp} V_{mp} \quad (5.7)$$

Avec  $I_{mpg}$  et  $V_{mpg}$  correspondant respectivement au courant et à la tension fournis par le générateur au MPP dans des conditions données.

#### Limitation des modèles simple et double diode

Le modèle utilisé pour déterminer la puissance  $P_{mp}$  produite par un module PV au MPP était destiné à être intégré à la structure de traitement cartographique dont les résultats ont été présentés dans les chapitres 3 et 4. Par conséquent, afin d'éviter un accroissement trop important du temps de compilation en regard du niveau de précision finalement obtenu, il nous fallait mettre en place une modélisation basée préférentiellement sur une estimation *directe* de la puissance  $P_{mp}$ , ou bien du courant  $I_{mp}$  et de la tension  $V_{mp}$ . De plus, dans un souci de généralisation, l'autre objectif majeur de cette étude cartographique était également de pouvoir appréhender le productible photovoltaïque pour tout type de module PV considéré. Au regard de toutes ces raisons, les modèles simple et double diode vus précédemment (équations (5.4) et (5.5)), nonobstant le fait qu'ils apparaissent bien adaptés à la

simulation orientée *système* (Gow et Manning, 1999 ; Mermoud et Lejeune, 2010), se montrent ici particulièrement limités dans leur approche.

Tout d'abord, on peut constater que les relations (5.4) et (5.5) sont implicites ; la résolution de l'équation associée  $dP/dV = d(IV)/dV = 0$  afin de retrouver  $P_{mp}$  requiert donc l'utilisation d'une procédure d'itération, nécessairement plus demandeuse en ressources qu'une relation explicite. Ensuite, il est important de noter que ces modèles sont caractérisés par des paramètres  $I_{ph}$ ,  $I_0$  (ou  $I_{01}$  et  $I_{02}$ ),  $n$  (ou  $n_1$  et  $n_2$ ),  $R_s$  et  $R_{sh}$  qu'il est très difficile de retrouver directement dans la documentation généralement fournie par le constructeur (Lorenzo, 2003 ; Soto *et al.*, 2006). L'extraction de ces différents paramètres peut alors être mise en œuvre soit, principalement, à l'aide d'un certain nombre d'assumptions permettant de les estimer en s'appuyant uniquement sur les données constructeur disponibles (Ciulla *et al.*, 2014 ; Cofas *et al.*, 2013), soit, plus rarement, au moyen de l'exploitation de données expérimentales au travers d'un algorithme d'optimisation (Al Rashidi *et al.*, 2011). La seconde méthode se révélant *de facto* inadéquate dans le cas présent, car à la fois trop spécifique, très lourde en matière de traitement et exigeant la réalisation de mesures empiriques, il est cependant intéressant de s'arrêter sur la première.

Celle-ci se base principalement sur l'utilisation du modèle simple diode, étant donné que seuls 5 paramètres doivent être estimés (Ciulla *et al.*, 2014). Dans ce cas, la méthode employée se base généralement sur les points de fonctionnement remarquables mesurés par le constructeur dans les conditions STC ( $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ), ainsi que, parfois, sur leurs dérivées (Ciulla *et al.*, 2014). À l'aide de certaines hypothèses et simplifications, ces grandeurs sont alors intégrées au modèle afin de construire un système de 5 équations à 5 inconnues, soit classique, et donc résolu par un solveur (Soto *et al.*, 2006), soit couplé, et donc résolu à l'aide d'un processus itératif (Brano *et al.*, 2010 ; de Blas *et al.*, 2002 ; Ishibashi *et al.*, 2008). Certains auteurs, comme Attivissimo *et al.* (2013) et Adamo *et al.* (2011), utilisent cependant le modèle double diode, au sein duquel ils expriment directement le photocourant et les courants de saturation à l'aide des données constructeur, puis déterminent les résistances série et parallèle au moyen d'une méthode itérative. Dans tous les cas, le calcul de la puissance maximale  $P_{mp}$  nécessite donc, dans un premier temps, de retrouver chaque paramètre du modèle au moyen d'un système d'équations et très souvent d'un processus itératif, puis de déterminer, par le biais d'une relation implicite, l'intégralité de la caractéristique I-V du panneau PV considéré.

En définitive, si les modèles simple ou double diode permettent sans aucun doute de retrouver le MPP d'un module PV avec précision (Attivissimo *et al.*, 2013 ; Ciulla *et al.*, 2014), ils nécessitent en revanche l'exécution d'une procédure particulièrement exhaustive, par conséquent peu adaptée, dans le cas d'une analyse cartographique, à la recherche d'un point de fonctionnement unique.

### Utilisation d'un modèle de *translation*

En comparaison du circuit électrique équivalent, un modèle bien adapté au calcul direct de la puissance maximale en sortie d'un module PV quelconque, en fonction des conditions de rayonnement et de température, est celui dit de *translation* (Anderson, 1996 ; Andrews *et al.*, 2012). Cette technique consiste à retrouver n'importe quel point de la caractéristique I-V d'un module, fonctionnant dans des conditions données, en *translatant*, à l'aide d'équations spécifiques, le point de fonctionnement analogue issu d'une courbe I-V de référence, typiquement celle mesurée dans les conditions standards (Andrews *et al.*, 2012 ; Marion, 2002). Étant donné que le voltage et le courant du MPP, mesurés dans les conditions STC, sont constamment fournis par la documentation du constructeur, cette méthode présente donc l'avantage d'être à la fois directe et aisément applicable à tout type de module, tout en ne nécessitant aucune connaissance accrue de la caractéristique I-V associée.

À l'heure actuelle, il existe un standard en matière de translation, pourvu par ASTM (*American Society for Testing and Materials*) sous la désignation E1036 (Andrews *et al.*, 2012 ; Marion *et al.*, 1999), et s'appuyant sur la méthode développée par Anderson (1996), qui translate le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert sur chaque axe correspondant en fonction des conditions de fonctionnement. Celle-ci considère ainsi que le courant de court-circuit  $I_{cc}$  dépend linéairement du rayonnement incident et de la température, tandis que la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  varie linéairement avec la température et le logarithme du flux solaire, de telle sorte que :

$$I_{cc} = \frac{G_e}{G^*} I_{cc}^* (1 + C_{I_{cc}} (T_c - T_c^*)) \quad (5.8)$$

$$V_{co} = V_{co}^* (1 + C_{V_{co}} (T_c - T_c^*)) (1 + \delta(T_c) \ln(G_e/G^*)) \quad (5.9)$$

Où  $I_{cc}^*$ ,  $V_{co}^*$  correspondent aux caractéristiques *nominales* du module considéré, respectivement le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert ; ces grandeurs sont mesurées par le constructeur pour des valeurs références de la température de fonctionnement  $T_c^*$  et du rayonnement global incident  $G^*$ , typiquement dans les conditions STC ( $T_c^* = 25\text{ C}$  et  $G^* = 1000\text{ W/m}^2$ ).  $T_c$  exprime la température de fonctionnement effective du module, tandis que  $C_{I_{cc}}$  et  $C_{V_{co}}$  correspondent aux facteurs de correction en température<sup>2</sup> du courant de court-circuit et de la tension de circuit-ouvert, respectivement, et  $\delta(T_c)$  à la fonction de correction en rayonnement de la tension de circuit ouvert. Enfin,  $G_e$  représente le rayonnement *efficace* dans le plan des modules, c.-à-d. la part du rayonnement incident réellement utilisée par les cellules PV pour la conversion électrique, et sera explicité par la suite (*cf.* section 5.2).

Par la suite, cette méthode permet de retrouver n'importe quel point d'une courbe I-V en translatant linéairement les coordonnées nominales de ce point, c.-à-d. issues de la caractéristique I-V de référence, d'un ratio  $I_{cc}/I_{cc}^*$  en ordonnée et d'un ratio  $V_{co}/V_{co}^*$  en abscisse. Dans notre cas, on retrouve donc les coordonnées  $(V_{mp}, I_{mp})$  du MPP à partir des coordonnées nominales  $(V_{mp}^*, I_{mp}^*)$  de celui-ci, qui correspond à la puissance nominale ou *puissance crête*  $P_{mp}^*$  d'un module, et des relations ci-contre :

$$I_{mp} = I_{mp}^* \frac{I_{cc}}{I_{cc}^*} \quad (5.10)$$

$$V_{mp} = V_{mp}^* \frac{V_{co}}{V_{co}^*} \quad (5.11)$$

À l'exception de  $\delta(T_c)$ , dont Marion (2002) propose cependant des valeurs caractéristiques selon le type de module PV, toutes les grandeurs de référence nécessaires à la résolution de ces équations sont fournies par la documentation du constructeur. Elles sont donc tout particulièrement conseillées en première approximation, lorsque seule cette documentation apparaît disponible. Néanmoins, nous avons préféré ne pas les utiliser pour la raison essentielle qu'elles reposent sur l'hypothèse d'un facteur de forme constant, induite par la linéarité de la translation et que l'on constate en factorisant les équations (5.10) et (5.11) entre elles. Or, de nombreuses études montrent justement que les variations du facteur de forme avec le rayonnement et la température peuvent être particulièrement importantes (Eikelboom et Jansen, 2000 ; Marion, 2002).

---

2. Les coefficients de correction en température sont usuellement exprimés par les lettres  $\alpha$  et  $\beta$  ; cependant, afin d'éviter toute confusion avec l'élévation angulaire et l'angle d'inclinaison des modules PV, nous avons privilégié cette notation.

Le NREL a proposé une méthode pour prendre en considération les fluctuations du facteur de forme avec les conditions de fonctionnement (Marion, 2002 ; Marion *et al.*, 1999). Celle-ci se base également sur les équations développées par Anderson (1996), mais retrouve une caractéristique I-V donnée en translatant, cette fois-ci, les points de la courbe I-V de référence la plus proche parmi un échantillon de courbes I-V de référence mesurées pour une large gamme de température et de rayonnement. Toutefois, il est manifeste que cette technique n'apparaît que peu appropriée dans notre cas puisqu'elle nécessite donc de connaître les coordonnées du MPP d'un certain nombre de courbes I-V du module PV considéré.

En définitive, nous avons opté pour le second modèle de translation notable existant (Andrews *et al.*, 2012), développé par le SNL (*Sandia National Laboratories*) (King *et al.*, 2004), qui présente l'avantage de s'appuyer sur un jeu d'équations directement exploitable. Cependant, ces équations, qui constituent en quelque sorte une révision de celles développées par Anderson (1996), comportent un certain nombre de coefficients non disponibles dans la documentation constructeur ; c'est pourquoi le SNL a mis en place une base de données de l'ensemble de ces coefficients pour plus de 500 modules PV, accessible via le logiciel libre SAM (*System Advisor Model*) conçu par le NREL (NREL, 2014). Pour un module donné, le modèle translate directement les coordonnées  $(V_{mp}^*, I_{mp}^*)$  du MPP nominal pour retrouver les coordonnées  $(V_{mp}, I_{mp})$  du MPP recherché à l'aide des relations suivantes :

$$I_{mp} = I_{mp}^* \left( C_0 (G_e/G^*) + C_1 (G_e/G^*)^2 \right) (1 + C_{I_{mp}} (T_c - T_c^*)) \quad (5.12)$$

$$V_{mp} = V_{mp}^* + C_2 N_s \delta(T_c) \ln(G_e/G^*) + C_3 N_s (\delta(T_c) \ln(G_e/G^*))^2 + C_{V_{mp}} (T_c - T_c^*) \quad (5.13)$$

Où  $C_0$ ,  $C_1$ ,  $C_2$  et  $C_3$  sont des coefficients empiriques de correction en rayonnement du courant  $I_{mp}$  et de la tension  $V_{mp}$ , tandis que  $C_{I_{mp}}$  et  $C_{V_{mp}}$  correspondent aux facteurs de correction en température. Enfin, la fonction de correction en rayonnement de la tension,  $\delta(T_c)$ , correspond ici à la *tension thermodynamique* de chaque cellule composant le module à la température  $T_c$ , notamment apparente dans la relation (5.2) :

$$\delta(T_c) = \frac{nk(T_c + 273,15)}{q} \quad (5.14)$$

En conclusion, si le modèle du SNL, dans son approche, s'est révélé particulièrement bien adapté à notre étude, on peut également noter qu'il présente de très bons résultats (Fanney *et al.*, 2006), notamment meilleurs que le modèle simple diode adopté comme standard par la CEC (*California Energy Commission*) et l'université du Wisconsin (Andrews *et al.*, 2012 ; Soto *et al.*, 2006). Bien qu'il nécessite un nombre relativement important de paramètres non fournis par le constructeur, la base de données conséquente développée par le SNL lui assure malgré tout une certaine flexibilité d'utilisation. Enfin, dans le cas d'un module dont seules les caractéristiques du constructeur sont disponibles, il est conseillé de se reporter sur le modèle de Anderson (1996) intégré au standard ASTM E1036.

### 5.1.2.3 Réponse spectrale et angle d'incidence : estimation du rayonnement efficace

Nous avons vu dans la section 5.1.1.1 qu'une cellule PV ne convertissait, non pas la totalité du spectre solaire en énergie électrique, mais seulement une certaine partie, correspondant à sa réponse spectrale. Dès lors, des variations dans le spectre du rayonnement incident, par rapport au spectre

de référence utilisé par le constructeur pour déterminer les performances nominales d'un module, typiquement le spectre AM1.5 (standard ASTM), entraînent nécessairement une modification de la puissance finalement produite (Nann et Emery, 1992). En plus de cette sensibilité spectrale, les caractéristiques optiques des différentes couches recouvrant les cellules PV d'un module engendrent également des pertes par réflexion, aussi nommées *pertes angulaires*, car fonction de l'angle d'incidence du rayonnement (Martín et Ruiz, 2005). En matière de répercussion sur la production énergétique annuelle d'un module PV, les pertes optiques s'échelonnent par exemple, selon l'inclinaison  $\beta$  du panneau et la latitude  $\varphi$  du lieu, de -3 % ( $\beta \approx |\varphi|$ ) à -13 % ( $\beta \gg |\varphi|$  ou  $\beta \ll |\varphi|$ ) pour le silicium monocristallin (Martín et Ruiz, 2005) ; la sensibilité spectrale, quant à elle, possède une influence plus limitée, comprise entre -2 % et -4 % selon la technologie considérée (Nann et Emery, 1992).

Si ces chiffres montrent qu'il est possible de négliger les réponses angulaire et spectrale d'un module PV, le rayonnement efficace correspondant dans ce cas au rayonnement incident, il n'était pas non plus incohérent de les prendre en compte, afin de minimiser l'erreur finale sur l'estimation du productible photovoltaïque. Les pertes par réflexion résultant essentiellement des caractéristiques optiques du module considéré et de l'angle d'incidence de la radiation, il apparaît relativement aisé de retrouver une formulation applicable à chaque type de panneau PV (Martin et Ruiz, 2001). En revanche, il n'en est pas de même pour l'influence du spectre solaire, qui nécessite, dans un premier temps, de connaître à la fois la réponse spectrale du module et la distribution spectrale du rayonnement dans des conditions données, puis d'intégrer sur l'intervalle de longueurs d'onde correspondant (King *et al.*, 1997 ; Marion, 2002). Au-delà même de l'exhaustivité d'une telle méthode au sein d'une analyse spatiale, le fait que la distribution du spectre solaire dépende également de nombreux paramètres atmosphériques, principalement la masse d'air traversée, ou *air mass* (AM), la nébulosité, la turbidité, ou la quantité de vapeur d'eau, rend sa modélisation très délicate (Faine *et al.*, 1991 ; Nann et Emery, 1992).

Une bonne solution à ce problème a été proposée par le SNL, qui a développé et intégré au modèle PV vu précédemment une corrélation empirique évaluant l'influence du spectre en fonction uniquement de la masse d'air (Fanne *et al.*, 2006 ; King *et al.*, 2004). Cette dernière représente la longueur du chemin optique parcouru par les rayons solaires au travers de l'atmosphère avant d'atteindre le sol ; la masse d'air relative AM compare le chemin optique effectif au chemin vertical (soleil au zénith) au niveau de la mer (Lorenzo, 2003), et est uniquement fonction de l'élévation angulaire vraie du soleil  $\alpha_s^*$  (Kasten et Young, 1989 ; Rigollier *et al.*, 2000) :

$$AM = \left[ \sin \alpha_s^* + 0,50572 (\alpha_s^* (180/\pi) + 6,07995)^{-1,6364} \right]^{-1} \quad (5.15)$$

La masse d'air absolue  $AM_a$  est ensuite corrigée en altitude, en considérant la pression  $p$  au niveau du site à l'altitude  $z$  vis-à-vis de la pression  $p_0$  au niveau de la mer (King *et al.*, 1997 ; Rigollier *et al.*, 2000) :

$$AM_a = \frac{p}{p_0} AM$$

$$\frac{p}{p_0} \approx \exp(-0,0001184z) \quad (5.16)$$

En définitive, la relation empirique déterminée par le SNL est une régression polynômiale de degré 4 (Fanne *et al.*, 2006 ; King *et al.*, 2004), dont les coefficients sont accessibles via la base de données du logiciel SAM :

$$f_1(AM_a) = a_0 + a_1 AM_a + a_2 (AM_a)^2 + a_3 (AM_a)^3 + a_4 (AM_a)^4 \quad (5.17)$$

Ensuite, du point de vue des pertes angulaires, il est notamment possible, dans le cas général, d'utiliser le modèle développé par Martin et Ruiz (2001) ; néanmoins, dans notre cas, nous avons privilégié le modèle du SNL, également utilisé par le NREL (Marion *et al.*, 1999), principalement en raison de sa spécificité vis-à-vis des modules de la base de données du logiciel SAM (Fannee *et al.*, 2006 ; King *et al.*, 2004). Si  $\theta_i$  représente l'angle d'incidence du rayonnement direct  $G_{b,\beta}$  dans le plan d'un module PV incliné d'un angle  $\beta$  par rapport à l'horizontale, alors la fonction empirique  $f_2(\theta_i)$  décrivant la réponse angulaire du module vis-à-vis de  $G_{b,\beta}$  est donnée par :

$$f_2(\theta_i) = b_0 + b_1 \theta_i + b_2 \theta_i^2 + b_3 \theta_i^3 + b_4 \theta_i^4 + b_5 \theta_i^5 \quad (5.18)$$

Après prise en compte de la réponse spectrale et de la réponse angulaire d'un module PV, le rayonnement efficace  $G_e$  s'exprime finalement sous la forme :

$$G_e = f_1(AM_a) \cdot (f_2(\theta_i) \cdot G_{b,\beta} + G_{d,\beta} + G_{r,\beta}) \quad (5.19)$$

Où  $G_{d,\beta}$  et  $G_{r,\beta}$  représentent respectivement la part diffuse et la part réfléchiée par le sol du rayonnement global incident  $G_\beta$  sur le module ;  $G_\beta$ ,  $G_{b,\beta}$ ,  $G_{d,\beta}$  et  $G_{r,\beta}$  seront explicités dans la section 5.2.1.

#### 5.1.2.4 Évaluation de la température de fonctionnement d'un module PV

Comme nous venons de le voir, la puissance maximale produite par un générateur PV est déterminée à l'aide d'un modèle reposant, d'une part, sur l'utilisation de coefficients constants propres au module considéré, et, d'autre part, sur l'emploi de paramètres caractérisant les conditions de fonctionnement, à savoir  $G_\beta$  pour l'ensoleillement et  $T_c$  pour la température des cellules. Si le premier, qui découle des travaux présentés dans les deux chapitres précédents, sera explicité dans la section suivante, il est en revanche essentiel de s'arrêter sur la seconde, dont la variabilité élevée et l'influence centrale sur le rendement de conversion imposent en effet de chercher à l'estimer avec précision (Lobera et Valkealahti, 2013 ; Nishioka *et al.*, 2003).

La température de fonctionnement des cellules d'un module dépend principalement des propriétés de dissipation et d'absorption thermique des matériaux qui le composent, du type d'installation et des paramètres climatiques tels que l'ensoleillement, la température ambiante et le vent (García et Balenzategui, 2004 ; Lobera et Valkealahti, 2013). Typiquement, elle peut être estimée de plusieurs façons (Neises, 2011) : soit à l'aide d'une méthodologie purement théorique se basant sur les modèles connus de transferts thermiques (Lobera et Valkealahti, 2013), soit en considérant une approche exclusivement empirique (King *et al.*, 2004), soit, enfin, en affinant les hypothèses théoriques par l'expérience au sein d'une formulation semi-empirique (Skoplaki *et al.*, 2008). Les mêmes causes produisant les mêmes effets, le calcul de la température des modules du générateur PV, dans le cadre de notre analyse spatiale, devait, comme pour la puissance produite, être réalisé de la manière la plus directe possible. En ce sens, les procédures itératives des modèles en régime dynamique (Lobera et Valkealahti, 2013) ou transitoire (Jones, 1998), ainsi que la trop grande complexité de certaines approches en régime stationnaire (Fuentes, 1987) sont apparues *de facto* peu adaptées à notre étude.

En revanche, Skoplaki et Palyvos (2009) ont inventorié un ensemble de corrélations qui se montraient davantage pertinentes ; celles-ci relient la température de la cellule aux paramètres climatiques essentiels que sont le rayonnement, la température ambiante et la vitesse du vent, ainsi qu'aux caractéristiques du système et, parfois, aux coefficients de transfert thermique usuels. L'une d'entre elles en particulier, largement exploitée dans la littérature (Davis *et al.*, 2001 ; Emery, 2003 ; García et Balenzategui, 2004), permet de retrouver la température de fonctionnement effective d'un module à partir de la température mesurée dans des conditions de référence : la méthode du NOCT (*nominal operating cell temperature*). Celui-ci représente en effet la température nominale de fonctionnement d'une cellule, mesurée par le constructeur dans les conditions spécifiques suivantes (Neises, 2011 ; Skoplaki et Palyvos, 2009) : un rayonnement incident normal au plan du module au midi solaire et égal à  $800 \text{ W/m}^2$ , une température ambiante de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , une vitesse de vent de  $1 \text{ m/s}$ , aucune charge connectée, et une installation au sol (panneaux ouverts à la circulation d'air). Ainsi, après expression du bilan énergétique sur un module à l'état stationnaire, on retrouve la température de fonctionnement d'une cellule à partir du NOCT et de la relation ci-dessous (Skoplaki *et al.*, 2008) :

$$T_c = T_a + \left( \frac{G_\beta}{G_{NOCT}} \right) \left( \frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \right) (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( 1 - \frac{\eta_c}{\tau a} \right) \quad (5.20)$$

Où  $T_a$  représente la température ambiante,  $U_L$  le coefficient global de déperditions thermiques,  $v$  la vitesse du vent,  $\eta_c$  le rendement de conversion électrique du module,  $a$  le coefficient d'absorption des cellules PV, et  $\tau$  le coefficient de transmission du panneau avant ; les grandeurs  $G_{NOCT}$ ,  $T_{a,NOCT}$ ,  $U_{L,NOCT}$  et  $T_{c,NOCT}$  correspondent aux conditions de référence pour lesquelles est mesuré le NOCT. Dans notre cas, cette relation n'était cependant pas utilisable en l'état, d'une part en raison de son côté implicite, le rendement de conversion  $\eta_c$  étant lui-même fonction de la température  $T_c$ , et, d'autre part, du fait de la dépendance de  $U_L$  vis-à-vis de la vitesse de vent  $v$  (Neises, 2011), grandeur dont l'estimation au niveau du sol s'avère délicate. Deux simplifications sont ainsi couramment effectuées (Skoplaki et Palyvos, 2009), la première consistant à considérer le coefficient de déperditions  $U_L$  constant, ce qui revient à prendre  $v = v^{\text{te}} = 1 \text{ m/s}$ , la seconde reposant sur l'assumption que le rendement de conversion est très inférieur à la part de la radiation effectivement absorbée par les cellules, soit  $\eta_c/\tau a \ll 1$  ; il en résulte alors la formulation connue (Emery, 2003 ; García et Balenzategui, 2004) :

$$\begin{aligned} T_c &= T_a + \frac{G_\beta}{G_{NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \\ &= T_a + \frac{G_\beta}{800} (\text{NOCT} - 20) \end{aligned} \quad (5.21)$$

De prime abord, cette relation apparaît donc très facilement exploitable, le NOCT étant fourni par le constructeur, et le rayonnement  $G_\beta$  et la température  $T_a$  pouvant être estimés (*cf.* section 5.2). Les résultats largement sous-estimés obtenus avec cette méthode pour les installations BIPV (*building integrated photovoltaics*) (Davis *et al.*, 2001) indiquent en revanche que son champ de validité se limite aux installations au sol (García et Balenzategui, 2004). Cela n'apparaît malgré tout pas incohérent puisque cette configuration, prépondérante à Djibouti (Ahmed Aye, 2009), se montre à la fois flexible, l'orientation et l'inclinaison des modules étant spécifiées par l'utilisateur, économique, la pose au sol ne nécessitant que l'emploi de supports fixes, et efficace, les modules pouvant donc être ventilés naturellement.

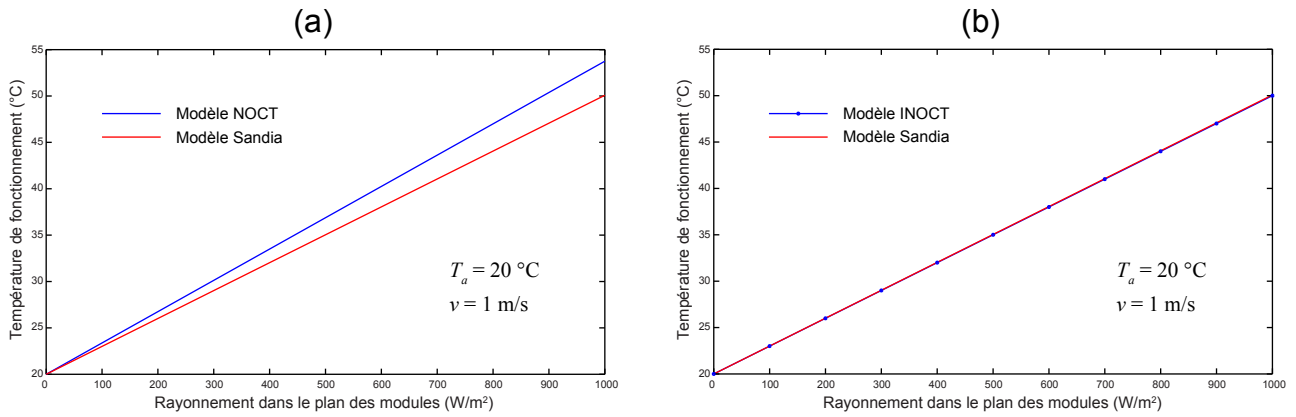


FIGURE 5.7 – Modélisation de l'évolution de la température de fonctionnement d'un module PV installé au sol avec le rayonnement incident, pour une vitesse de vent constante et égale à 1 m/s ; comparaison entre le modèle du SNL et les modèles NOCT (a) et INOCT (b). Paramètres empiriques et NOCT/INOCT du module étudié :  $a' = -3,537$  ;  $b' = -0,0721$  ;  $\Delta T = 3\text{ °C}$  ; NOCT = 47 °C ; INOCT = NOCT - 3 °C = 44 °C.

Par ailleurs, il est également important de noter que le SNL a développé un modèle empirique spécialement destiné au module PV vu dans la section précédente (King *et al.*, 2004), dont les différents paramètres sont eux aussi accessibles via la base de données du logiciel SAM (NREL, 2014) :

$$T_m = G_\beta \exp(a' + b'v) + T_a \quad (5.22)$$

$$T_c = T_m + \frac{G_\beta}{G^*} \Delta T \quad (5.23)$$

Ce modèle détermine la température  $T_c$  à partir de l'hypothèse d'une conduction thermique unidimensionnelle à travers le matériau, de la température de la face arrière du panneau  $T_m$  et de la différence de température  $\Delta T$  entre celle-ci et les cellules PV, constante et fonction du type de module et d'installation. De façon identique au modèle basé sur le NOCT, la température au sein du panneau est considérée comme évoluant linéairement avec le rayonnement, les coefficients empiriques  $a'$  et  $b'$  exprimant respectivement l'influence du flux solaire et du refroidissement éolien sur celle-ci. Si cette corrélation a notamment produit de bons résultats dans le climat désertique israélien (Koehl *et al.*, 2011), elle présente également l'avantage d'être spécifique à chaque module de la base de données du logiciel SAM, garantissant donc une certaine consistance dans les estimations obtenues.

Néanmoins, dans le cas présent d'une installation au sol où la vitesse de vent n'est pas estimée mais considérée comme constante ( $v = 1\text{ m/s}$ ), la prééminence de l'un ou l'autre modèle n'apparaît pas réellement évidente. C'est ce que résume la FIGURE 5.7 : nous avons comparé, pour un même module installé au sol et issu de la base de données du logiciel SAM, les résultats des deux modèles, c.-à-d. l'évolution de la température des cellules en fonction du rayonnement incident. La FIGURE 5.7 (a) rend compte d'une nette différence de pente entre les deux modèles linéaires, avec un écart de plus de 3 °C pour un rayonnement de 1000 W/m<sup>2</sup>. En réalité, elle ne fait que confirmer l'assertion trouvée dans la littérature selon laquelle, en lieu et place du NOCT dans l'équation (5.21), il est préférable d'utiliser le INOCT (*installed nominal operating cell temperature*), grandeur correspondant à la température nominale de fonctionnement d'un module en situation réelle (connexion à une charge et



installation spécifique) (García et Balenzategui, 2004). Le INOCT peut être déterminé à partir du NOCT fourni par le constructeur et du type d'installation considérée (Fuentes, 1987), permettant ainsi, en substance, d'élargir le champ de validité du NOCT. En configuration ouverte (installation au sol), il est par exemple conseillé de prendre une valeur du INOCT inférieure de 3 °C à celle du NOCT (Fuentes, 1987) ; la FIGURE 5.7 (b) révèle alors que, dans ce cas, les deux modèles présentent sensiblement la même pente et donc les mêmes résultats.

En définitive, nous avons privilégié l'utilisation du modèle de King *et al.* (2004), principalement pour la raison de sa spécificité à l'égard des modules de la base de données développée par le SNL. Cependant, lorsque la vitesse du vent est assumée constante et dans le cas où seule la documentation constructeur d'un module PV est disponible, l'utilisation du INOCT déterminé à partir du NOCT (Fuentes, 1987) est conseillée. Enfin, l'assomption d'une vitesse de vent constante et égale à 1 m/s constitue la version la plus pessimiste de la modélisation de la température de fonctionnement d'un module.

### 5.1.3 Vieillessement et dégradation des performances d'un module PV

Une fois la puissance optimale produite par un générateur PV connue, il est intéressant d'en évaluer la dégradation au cours du temps, résultant directement du vieillissement du matériel, afin d'évaluer le productible photovoltaïque relativement au cycle de vie du système considéré. Selon l'EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*), cette durée de vie se situe *a minima* entre 20 et 25 ans (Tesk et Masson, 2011) ; dans le même temps, les constructeurs garantissent la puissance fournie par un module, typiquement de l'ordre d'un minimum de 90 % de sa puissance nominale initiale au bout de 10-12 ans, et 80 % au bout de 20-25 ans (Vázquez et Rey-Stolle, 2008). Les causes de la dégradation du matériel et des performances associées sont diverses, mais on peut les regrouper en 5 grandes catégories (Sharma et Chandel, 2013 ; Vázquez et Rey-Stolle, 2008) :

- dégradation des matériaux composant l'enveloppe du module (détérioration du panneau en verre ou du revêtement arrière, défaillance des composants électroniques associés, etc.) ;
- perte d'adhésion entre le matériau d'encapsulation, typiquement la résine EVA, et les faces avant/arrière ou les cellules PV ;
- dégradation des connexions entre les cellules d'un module, ou entre les modules eux-mêmes ;
- formation d'humidité à l'intérieur du module PV entraînant des effets de corrosion ;
- dégradation du matériau semi-conducteur.

Ces différents effets engendrés par le vieillissement d'un module conduisent à évaluer un *taux de dégradation* caractéristique, applicable à la formulation (5.7) de la puissance maximale disponible en sortie d'un générateur PV. En théorie, la dégradation des performances d'un module peut évoluer dans le temps de manière linéaire ou exponentielle (Ndiaye *et al.*, 2013 ; Vázquez et Rey-Stolle, 2008) ; néanmoins, de nombreuses études expérimentales ont montré que la diminution de la puissance moyenne produite par un panneau PV tendait à être linéaire<sup>3</sup> (Osterwald et McMahan, 2009 ; Sharma et Chandel, 2013 ; Vázquez et Rey-Stolle, 2008). Dès lors, on peut, dans le cas idéal où tous

---

3. La tendance linéaire reste une hypothèse, étant donné que les expérimentations menées ne représentent pas un échantillon suffisamment important et que, pour un taux de dégradation initial identique, la divergence entre les évolutions linéaire et exponentielle n'apparaît qu'au bout d'un certain nombre d'années (Jordan et Kurtz, 2013 ; Vázquez et Rey-Stolle, 2008). En définitive, l'hypothèse linéaire apparaît comme l'interprétation la plus pessimiste de l'altération des performances d'un module PV.

les modules composant le générateur PV voient leurs performances se dégrader de manière identique, évaluer l'évolution de la puissance produite  $P_{mpg}$  par le système au cours du temps de la façon suivante (Ndiaye *et al.*, 2013 ; Vázquez et Rey-Stolle, 2008) :

$$P_{mpg}(t_n) = P_{mpg}(t_n = 0)(1 - \tau_d t_n) \quad (5.24)$$

Où  $P_{mpg}(t_n = 0)$  est la puissance maximale fournie par le générateur la première année de mise en service, calculée à l'aide de la relation (5.7) vue précédemment,  $t_n$  le temps discret en années, de la forme  $t_n = 0, 1, 2, \dots, t_f - 1$  avec  $t_f$  la durée de vie du système, et  $\tau_d$  le taux de dégradation annuel. C'est cette formulation que nous avons utilisée dans ces travaux, la valeur considérée pour  $\tau_d$  étant explicitée à la fin de ce chapitre, dans la section 5.3.

## 5.2 Critères exogènes : rayonnement incident dans le plan des modules et température ambiante

Comme nous venons de le voir, la puissance produite par un module PV dépend de ses caractéristiques intrinsèques, elles-mêmes étant fonction des paramètres exogènes que sont le rayonnement incident, essentiellement, et la température de l'air ambiant. Cette dernière permet en effet, en plus du flux solaire et en première approximation, de retrouver la température de fonctionnement d'un module PV à l'aide de la méthode du INOCT ou du modèle du SNL. En substance, il était donc nécessaire de retrouver une estimation spatiale de ces deux paramètres dans le but d'évaluer le productible photovoltaïque disponible à travers le pays. On présente ici la méthodologie suivie, avec, d'une part, le rayonnement incident dans le plan des modules déterminé à partir du potentiel solaire évalué dans les deux chapitres précédents, et, d'autre part, la température ambiante calculée grâce à l'utilisation couplée d'un réseau de neurones artificiels et de mesures effectuées sur le terrain.

### 5.2.1 Rayonnement global incident dans le plan des modules

Le rayonnement et l'irradiation solaire au sol ont été estimés précédemment vis-à-vis d'une surface horizontale ; or, dans le but de maximiser l'énergie captée par les modules d'un générateur PV, il est presque toujours nécessaire de les incliner d'un certain angle  $\beta$  par rapport à l'horizontale et, par conséquent, de les orienter *vers le soleil*, à savoir vers le sud (respectivement nord) dans l'hémisphère nord (respectivement sud) (Evseev et Kudish, 2009 ; Notton *et al.*, 2006). Typiquement, le rayonnement global  $G_\beta$  atteignant une surface inclinée d'un angle  $\beta$  peut se dissocier en trois composantes (Demain *et al.*, 2013) : une composante directe  $G_{b,\beta}$ , une composante diffuse  $G_{d,\beta}$ , et une composante réfléchie  $G_r$ ,  $\beta$  exprimant le flux renvoyé par le sol sur la surface et nulle dans le cas horizontal. De plus, de la même manière que dans la section 4.3.2 du chapitre 4, il est pertinent de décomposer le rayonnement diffus en ses composantes circumsolaire  $G_{d,\beta,cs}$  et isotrope  $G_{d,\beta,iso}$  ; le rayonnement global incident s'exprime finalement sous la forme :

$$\begin{aligned} G_\beta &= G_{b,\beta} + G_{d,\beta} + G_r \\ &= G_{b,\beta} + G_{d,\beta,cs} + G_{d,\beta,iso} + G_r \end{aligned} \quad (5.25)$$

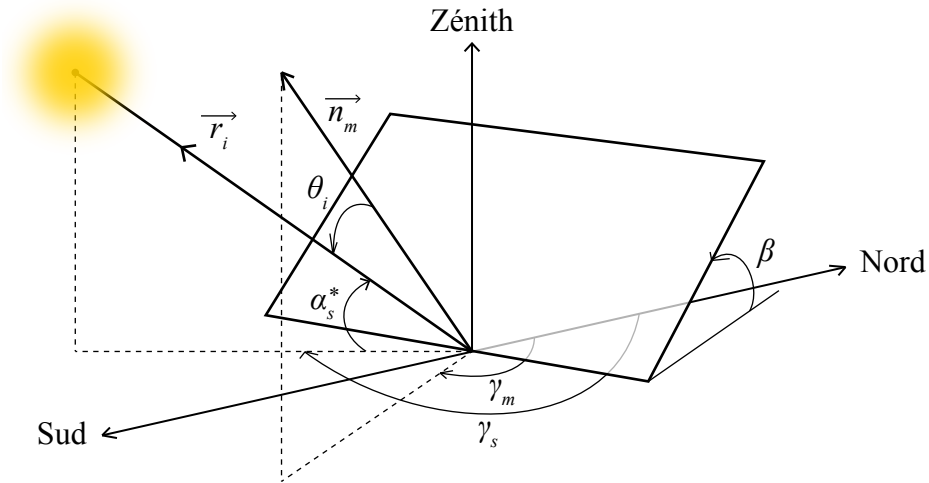


FIGURE 5.8 – Angle d'incidence  $\theta_i$  entre la direction  $\vec{r}_i$  du rayonnement solaire et la normale  $\vec{n}_m$  d'une surface, inclinée d'un angle  $\beta$  et orientée d'un angle  $\gamma_m$ .

C'est la forme classique de l'expression du rayonnement global incident sur une surface inclinée, c.-à-d. sans prise en compte des effets engendrés par le relief vus dans le chapitre 4 ; la formulation finale du rayonnement désagrégé  $\hat{G}_\beta$ , incluant la désagrégation de chaque composante, devient alors :

$$\hat{G}_\beta = \hat{G}_{b,\beta} + \hat{G}_{d,\beta} + \hat{G}_{r,\beta} \quad (5.26)$$

Où  $\hat{G}_{b,\beta}$ ,  $\hat{G}_{d,\beta}$  et  $\hat{G}_{r,\beta}$  représentent respectivement les composantes désagrégées directe, diffuse et réfléchie dans le plan incliné, exprimées à l'aide du rayonnement direct  $G_b$  et diffus  $G_d$  dans le plan horizontal, et des coefficients d'ombrage direct  $S_b$ , diffus  $S_d$  et diffus dans le plan incliné  $S_{d,\beta}$ .

### 5.2.1.1 Angle d'incidence

Dans un premier temps, il est nécessaire de définir la configuration géométrique du problème, c.-à-d. de déterminer l'angle d'incidence  $\theta_i$  des rayons du soleil sur une surface inclinée, équivalent de l'angle solaire zénithal  $\theta_s$  pour une surface horizontale. Comme le montre la FIGURE 5.8, l'angle  $\theta_i$  représente ainsi l'angle entre la normale  $\vec{n}_m$  à la surface, inclinée d'un angle  $\beta$  et orientée d'un azimut  $\gamma_m$ , et la direction du flux solaire  $\vec{r}_i$  décrite, en coordonnées horizontales, par la hauteur  $\alpha_s^*$ , prenant en compte la réfraction atmosphérique, et l'azimut  $\gamma_s$  (Lorenzo, 2003). Le produit scalaire de  $\vec{n}_m$  et  $\vec{r}_i$  peut alors s'écrire :

$$\vec{n}_m \cdot \vec{r}_i = \|\vec{n}_m\| \cdot \|\vec{r}_i\| \cdot \cos \theta_i \quad (5.27)$$

En exprimant chaque vecteur dans les coordonnées cartésiennes du repère représenté par les points cardinaux et le zénith du lieu, il vient alors :

$$\theta_i = \arccos(\cos \beta \sin \alpha_s^* + \sin \beta \cos \alpha_s^* \cos(\gamma_s - \gamma_m)) \quad (5.28)$$

### 5.2.1.2 Coefficients d'ombrage

La section 4.3.3 du chapitre 4 explicitait les coefficients d'ombrage dans le cas d'une surface horizontale ; dans le cas d'une surface inclinée et orientée de façon quelconque, le coefficient d'ombrage direct reste trivialement le même, cependant que le coefficient d'ombrage diffus représente cette fois-ci le ratio des projections de l'horizon et de la partie visible de l'hémisphère sur cette surface (Quaschnig et Hanitsch, 1998).

#### Altération du facteur d'ombrage diffus

L'incidence du rayonnement étant cette fois exprimée par l'angle  $\theta_i$ , c.-à-d. que l'horizon est ici projeté non plus sur une surface horizontale mais sur un plan incliné et orienté, et la partie visible de l'hémisphère dépendant de l'angle d'inclinaison  $\beta$ , le facteur d'ombrage diffus  $S_{di-i+1,\beta}$  engendré par un polygone élémentaire d'arêtes verticales  $p_i$  et  $p_{i+1}$  (cf. FIGURE 4.12 du chapitre 4) devient alors (Quaschnig et Hanitsch, 1998) :

$$S_{di-i+1,\beta} = \frac{\int_{\gamma_i}^{\gamma_{i+1}} \int_0^{m\gamma+n} \cos \theta_i \cos \alpha \, d\alpha \, d\gamma}{\frac{1}{2}\pi (1 + \cos \beta)} \quad (5.29)$$

Où on rappelle que  $m = (\alpha_{i+1} - \alpha_i)/(\gamma_{i+1} - \gamma_i)$  et  $n = (\alpha_i \gamma_{i+1} - \alpha_{i+1} \gamma_i)/(\gamma_{i+1} - \gamma_i)$ . L'importante complexité de la solution analytique générale de cette relation (Quaschnig, 1996) rend son utilisation peu pertinente ; en revanche, le fait de se placer en permanence dans le cas spécifique où  $m = 0$  (approximation des polygones rectangulaires) permet de retrouver une solution plus simple à mettre en œuvre. Dans ce cas-là, la borne supérieure de la seconde intégrale ne varie plus avec l'azimut et, en remplaçant  $\theta_i$  par son expression, on obtient :

$$S_{di-i+1,\beta} = \frac{\int_{\gamma_i}^{\gamma_{i+1}} \int_0^{\alpha_i} (\cos \beta \sin \alpha + \sin \beta \cos \alpha \cos (\gamma - \gamma_m)) \cos \alpha \, d\alpha \, d\gamma}{\frac{1}{2}\pi (1 + \cos \beta)} \quad (5.30)$$

Pour des raisons de commodité dans le calcul, nous avons privilégié l'approche de Dozier et Frew (1990), qui utilise l'angle complémentaire de l'élévation  $\alpha$ , à savoir l'angle  $\theta_\gamma$  entre le zénith et le point de l'horizon dans la direction  $\gamma$  (cf. FIGURE 5.9), permettant alors de retrouver le *facteur de visibilité du ciel*  $V_d$ , contrepartie du coefficient d'ombrage, tel que :

$$V_d = 1 - S_{d,\beta} \quad (5.31)$$

En couplant ces deux approches, celle de Quaschnig (1996) et celle de Dozier et Frew (1990), on peut exprimer le facteur de visibilité  $V_{d,i}$  associé au  $i$ ème polygone élémentaire dont l'angle entre le sommet de celui-ci et le zénith est  $\theta_{\gamma_i}$  :

$$V_{d,i} = \frac{\int_{\gamma_i}^{\gamma_{i+1}} \int_0^{\theta_{\gamma_i}} (\cos \beta \cos \theta + \sin \beta \sin \theta \cos (\gamma - \gamma_m)) \sin \theta \, d\theta \, d\gamma}{\frac{1}{2}\pi (1 + \cos \beta)} \quad (5.32)$$

Finalement, la résolution de cette double intégrale conduit à la formulation suivante (Dozier et Frew, 1990 ; Quaschnig, 1996) :

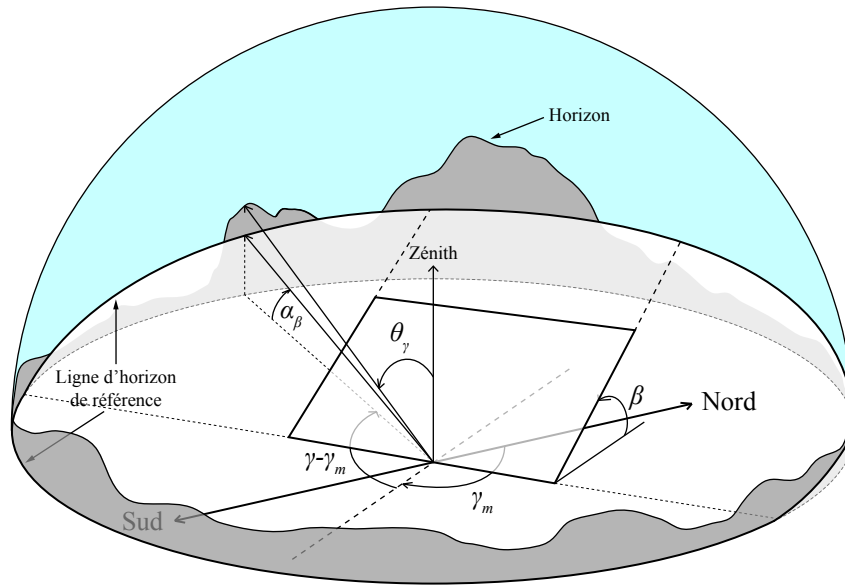


FIGURE 5.9 – *Auto ombrage* provoqué par une surface inclinée d'un angle  $\beta$  et orientée d'un angle  $\gamma_m$  ; la ligne d'horizon de référence s'en trouve modifiée *derrière* le plan incliné, avec une élévation non plus nulle mais égale à  $\alpha_\beta$ . La projection de la portion visible de l'hémisphère sur la surface est dans ce cas égale à  $\pi/2(1 + \cos \beta)$ .

$$V_{d,i} = \frac{\cos \beta \sin^2 \theta_{\gamma_i} (\gamma_{i+1} - \gamma_i) + \sin \beta (\theta_{\gamma_i} - \sin \theta_{\gamma_i} \cos \theta_{\gamma_i}) (\sin (\gamma_{i+1} - \gamma_m) - \sin (\gamma_i - \gamma_m))}{\pi (1 + \cos \beta)} \quad (5.33)$$

Dans le cas d'une surface inclinée, à la différence du cas horizontal, il existe, en plus de l'ombrage dû à l'horizon, un phénomène d'obstruction engendré par l'inclinaison de la surface elle-même. Phénomène que l'on peut observer sur la FIGURE 5.9, et qui se retrouve dans l'équation (5.29) où la projection de la partie visible de l'hémisphère sur la surface n'est plus égale à  $\pi$  mais à  $\pi/2(1 + \cos \beta)$ . Dès lors, lorsqu'un point de l'horizon engendré par la topographie du terrain se trouve *devant* la surface, l'angle  $\theta_\gamma$  est déterminé normalement, mais lorsqu'il se situe en *arrière* de la surface, le calcul de  $\theta_\gamma$  est effectué cette fois par rapport à la hauteur  $\alpha_\beta$  de la *ligne d'horizon de référence* (cf. FIGURE 5.9). Si celle-ci se situe en dessous du ième polygone considéré,  $\theta_{\gamma_i}$  représente l'angle entre le zénith et le sommet de celui-ci ; *a contrario*, si la hauteur du polygone est inférieure à  $\alpha_\beta$ ,  $\theta_{\gamma_i}$  constitue l'angle entre le zénith et cette ligne. En termes mathématiques, on exprime cette double condition de la façon suivante :

$$\theta_{\gamma_i} = \begin{cases} \frac{\pi}{2} - \alpha_i & \text{si } \gamma_m - \pi/2 \leq \gamma_i < \gamma_m + \pi/2 \\ \min\left(\frac{\pi}{2} - \alpha_i, \frac{\pi}{2} - \alpha_\beta\right) & \text{si } \gamma_m + \pi/2 \leq \gamma_i < \gamma_m + 3\pi/2 \end{cases} \quad (5.34)$$

Afin de déterminer  $\alpha_\beta$ , on peut utiliser la projection horizontale du demi-grand cercle de l'hémisphère situé derrière la surface, et engendré par l'inclinaison de celle-ci. En effet, la projection orthogonale d'une circonférence de cercle sur un plan est une ellipse (Rouché et De Comberousse, 1891) ; cette dernière est donc définie ici par un demi-petit axe  $b_\beta = \cos \beta$  et un demi-grand axe  $a_\beta = 1$ . Dans les coordonnées polaires  $(\rho_\beta, \gamma)$ , l'équation de cette ellipse prend la forme :

$$\rho_{\beta}(\gamma) = \frac{b_{\beta}}{\sqrt{1 - e_{\beta}^2 \cos^2(\gamma - \gamma_m - \pi/2)}} \quad (5.35)$$

Avec  $e_{\beta}$  l'excentricité, s'exprimant sous la forme  $e_{\beta} = \sqrt{1 - b_{\beta}^2/a_{\beta}^2} = \sqrt{1 - \cos^2 \beta}$ . On retrouve alors l'élévation  $\alpha_{\beta}$  en passant à l'arc cosinus :

$$\alpha_{\beta} = \arccos \rho_{\beta} = \arccos \left( \frac{\cos \beta}{\sqrt{1 - (1 - \cos^2 \beta) \cos^2(\gamma - \gamma_m - \pi/2)}} \right) \quad (5.36)$$

En définitive, on retrouve le facteur d'ombrage diffus  $S_{d,\beta}$  à partir de la somme de l'ensemble des facteurs de visibilité, associés à chacun des  $n$  polygones élémentaires constituant le relief visible depuis la surface inclinée :

$$S_{d,\beta} = 1 - V_d = 1 - \sum_{i=1}^n V_{d,i} \quad (5.37)$$

### 5.2.1.3 Rayonnement direct

#### Formulation initiale

L'estimation du rayonnement direct incident  $G_{b,\beta}$  sur une surface inclinée est purement géométrique ; ce dernier correspond en effet à la section efficace du flux solaire direct normal  $G_{b,n}$  (DNI) atteignant la surface, soit (Demain *et al.*, 2013 ; Notton *et al.*, 2006) :

$$G_{b,\beta} = G_{b,n} \cos \theta_i \quad (5.38)$$

Or, de la même façon, le rayonnement direct horizontal correspond à la section efficace du rayonnement direct normal incident sur une surface horizontale, et est donc relié à ce dernier par la relation géométrique :

$$G_b = G_{b,n} \sin \alpha_s^* \quad (5.39)$$

Par ailleurs, afin d'éviter de prendre en compte le rayonnement direct atteignant le dessous de la surface ( $\theta_i > \pi/2$ ), il est souvent préférable d'introduire le facteur de conversion géométrique  $r_b$  défini tel que (Evseev et Kudish, 2009) :

$$r_b = \max \left( 0, \frac{\cos \theta_i}{\sin \alpha_s^*} \right) \quad (5.40)$$

Finalement, en combinant les relations (5.38) et (5.39), et en introduisant le coefficient de conversion  $r_b$  (équation (5.40)), le rayonnement direct incident sur une surface inclinée s'exprime sous la forme :

$$G_{b,\beta} = G_b r_b \quad (5.41)$$

### Désagrégation

Comme il a été dit précédemment, le coefficient d'ombrage direct pour un plan incliné reste le même que celui déjà exposé pour une surface horizontale ; on en déduit donc de manière triviale le rayonnement direct désagrégé  $\hat{G}_{d,\beta}$  à l'aide de  $S_b$  et de la relation (5.41) :

$$\hat{G}_{d,\beta} = (1 - S_b) G_b r_b \quad (5.42)$$

#### 5.2.1.4 Rayonnement diffus

##### Formulation initiale

De manière analogue au chapitre 4, le rayonnement diffus est dissocié en ses composantes circumsolaire et diffuse isotrope ; afin de garder une certaine cohérence dans le passage du plan horizontal au plan incliné, cette décomposition est également réalisée à l'aide du facteur de clarté de Hay :  $F_{Hay}$ .

Le rayonnement circumsolaire possédant les mêmes propriétés que le rayonnement direct, il est donc exprimé, sur un plan incliné, à partir du flux incident  $G_{d,cs}$  sur une surface horizontale et du coefficient de conversion  $r_b$  (Evseev et Kudish, 2009 ; Notton *et al.*, 2006) :

$$G_{d,\beta,cs} = r_b G_{d,cs} = r_b F_{Hay} G_d \quad (5.43)$$

Le rayonnement diffus isotrope est considéré comme provenant de manière uniforme de la totalité de l'hémisphère ; sur une surface inclinée, le flux  $G_{d,\beta,iso}$  s'exprime donc à partir de  $G_{d,iso}$  et de la portion de l'hémisphère visible depuis celle-ci, soit (Demain *et al.*, 2013 ; Notton *et al.*, 2006) :

$$G_{d,\beta,iso} = \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) G_{d,iso} = \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 - F_{Hay}) G_d \quad (5.44)$$

Le rayonnement diffus dans le plan incliné  $G_{d,\beta}$  représente alors la réunion des fractions circumsolaire et diffuse isotrope :

$$G_{d,\beta} = G_{d,\beta,cs} + G_{d,\beta,iso} = G_d \left( r_b F_{Hay} + \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 - F_{Hay}) \right) \quad (5.45)$$

### Désagrégation

De la même façon que dans le plan horizontal, la part circumsolaire est sujette à l'ombrage direct, modélisé par le facteur  $S_b$ , pendant que la fraction diffuse isotrope se voit réduite de la partie de l'hémisphère cachée par le relief, ici exprimée par le coefficient  $S_{d,\beta}$  déterminé précédemment ; en intégrant ces deux facteurs à l'équation (5.45), il vient donc :

$$\hat{G}_{d,\beta} = G_d \left( r_b F_{Hay} (1 - S_b) + \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 - F_{Hay}) (1 - S_{d,\beta}) \right) \quad (5.46)$$

#### 5.2.1.5 Rayonnement réfléchi par le sol

##### Formulation initiale

Lorsque la configuration du système passe du plan horizontal au plan incliné, une nouvelle composante radiative apparaît : le rayonnement réfléchi par le sol sur la surface ; typiquement, on considère que le rayonnement global incident est *diffusé* par le terrain sur le plan incliné, avec en outre le même coefficient de réflexion pour la part directe et la part diffuse (Demain *et al.*, 2013). Dans ce cas, le flux réverbéré dépend uniquement de l'albédo de surface  $A_s$ , du rayonnement global horizontal  $G$  et de la distribution de la radiance réfléchie ; vis-à-vis de cette dernière, la formulation la plus communément utilisée dans la littérature considère la réflexion du sol comme isotrope (Demain *et al.*, 2013 ; Loutzenhiser *et al.*, 2007 ; Notton *et al.*, 2006). Par conséquent, le flux réfléchi  $G_{r,\beta}$  est défini par la relation :

$$G_{r,\beta} = GA_s \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (5.47)$$

### Désagrégation

La prise en compte du relief dans le calcul du flux réfléchi est triviale, puisque celui-ci ne fait intervenir que le rayonnement global horizontal  $G$ , dont on a déjà détaillé la désagrégation dans le chapitre 4 (*cf.* section 4.3.4) ; on exprime donc  $\hat{G}_{r,\beta}$  directement à partir de  $\hat{G}$  :

$$\hat{G}_{r,\beta} = \hat{G}A_s \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (5.48)$$

En remplaçant  $\hat{G}$  par son expression (*cf.* équation (4.52)) en fonction de  $G_b$  et  $G_d$ , il vient finalement :

$$\boxed{\hat{G}_{r,\beta} = [(1 - S_b)(G_b + F_{Hay}G_d) + (1 - S_d)(1 - F_{Hay})G_d]A_s \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)} \quad (5.49)$$

### Estimation de l'albédo de surface

Au-delà du choix de privilégier une modélisation isotrope de la réflexion devant une approche anisotrope, le paramètre dont l'estimation se révèle réellement importante dans la relation (5.49) est l'albédo de surface (Demain *et al.*, 2013 ; Gueymard, 1987). Si certaines études considèrent une valeur typique et constante de l'albédo égale à 0,2 (hypothèse de Liu et Jordan), notamment lorsque les mesures sont manquantes (Notton *et al.*, 2006 ; Padovan et Col, 2010), l'étude réalisée par Gueymard (1987) démontre cependant que plus la discrétisation temporelle de celui-ci est importante, plus la précision sur le rayonnement réfléchi s'en trouve accrue. Par ailleurs, comme nous avons déjà pu le voir dans le chapitre 3 (*cf.* section 3.1.4.5), il est souvent possible de retrouver la distribution spatiale de l'albédo de surface au niveau régional à l'aide d'un atlas de données pré-compilées.

Dans ces travaux, nous nous sommes appuyés sur la cartographie journalière de l'albédo de surface construite par le LSA SAF (*SAF on Land Surface Analysis*), centre de traitement rattaché à EUMETSAT, à partir des images satellitaires issues de la série Meteosat, librement accessible sur demande via le site <http://landsaf.meteo.pt/> (Geiger *et al.*, 2012). Afin de pouvoir les utiliser, nous avons reprojété ces images, originellement à la résolution du satellite, sur la grille régulière de la carte du rayonnement solaire incident, à la résolution du MNT, à l'aide d'une interpolation au plus proche voisin. Le produit développé par le LSA SAF regroupe deux types d'albédos de surface à



large bande, c.-à-d. correspondant au spectre solaire ( $0,3 - 4 \mu\text{m}$ ) : un albédo *directionnel* et un albédo *bi-hémisphérique*. Le premier est estimé pour une direction de référence du flux incident, c.-à-d. en fonction d'un angle solaire zénithal spécifique, tandis que le second représente l'intégrale de l'albédo directionnel dans l'ensemble des directions incidentes de l'hémisphère, soit ce que l'on peut considérer comme un albédo surfacique moyen (Geiger *et al.*, 2012).

Afin de rester cohérent avec l'analyse de Gueymard (1987), qui montre donc que l'utilisation d'un albédo variable au cours de la journée minimise l'erreur finale sur le rayonnement réfléchi, nous avons privilégié la même méthodologie que celle employée par Brisson *et al.* (1999) et déjà résumée dans la section 3.1.4.5 du chapitre 3. Celle-ci considère la cartographie de l'albédo de surface pour un angle solaire zénithal de référence, typiquement  $\theta_s = 0$  (soleil au zénith), puis détermine celui-ci pour un angle solaire zénithal quelconque à partir de la formulation empirique exposée par Briegleb *et al.* (1986) :

$$A_s(\theta_s) = A_s(\theta_s = 0) \frac{1 + 2d}{1 + 2d \cos \theta_s} \quad d = 0,4 \quad (5.50)$$

Néanmoins, la cartographie de l'albédo directionnel développée par le LSA SAF est spécifique à un angle solaire zénithal de référence  $\theta_{s,\text{ref}}$  correspondant au midi local, et donc fonction du jour et des coordonnées géographiques de chaque pixel de l'image Meteosat (Geiger *et al.*, 2012). Afin de retrouver cet angle, nous avons utilisé l'algorithme du NREL présenté dans le chapitre 3, permettant, d'une part, de déterminer le midi local (moment où les méridiens du soleil et du lieu se confondent) à l'aide de la relation (3.20), et, d'autre part, de calculer l'angle solaire zénithal  $\theta_s$  pour n'importe quel lieu et date avec l'équation (3.18). Dès lors, en modifiant la relation (5.50), on peut exprimer l'albédo de surface  $A_s$  en fonction des valeurs de référence de l'angle solaire zénithal  $\theta_{s,\text{ref}}$  et de l'albédo directionnel  $A_s(\theta_{s,\text{ref}})$  estimé par le LSA SAF :

$$A_s(\theta_s) = A_s(\theta_{s,\text{ref}}) \frac{1 + 2d \cos \theta_{s,\text{ref}}}{1 + 2d \cos \theta_s} \quad d = 0,4 \quad (5.51)$$

## 5.2.2 Température ambiante

Nous avons précédemment montré que le calcul de la température de fonctionnement d'un module photovoltaïque faisait directement intervenir la température ambiante (*cf.* section 5.1.2.4), dont les fluctuations peuvent ainsi fortement réduire la puissance disponible, indépendamment du rayonnement incident (Eikelboom et Jansen, 2000 ; Kim *et al.*, 2011). Afin de pouvoir estimer le productible photovoltaïque en tenant également compte de ce paramètre, nous avons donc développé un modèle empirique reposant sur l'utilisation d'un réseau de neurones artificiels associant les valeurs de la température de surface terrestre, ou LST (*land surface temperature*), à celles de la température de l'air ambiant relevées par les stations météorologiques présentées dans le chapitre 3. Substantiellement, cette méthode nous a permis de déterminer, pour la période considérée (2008-2011), les moyennes mensuelles du profil journalier de température à travers le pays.

### 5.2.2.1 Influence de la température ambiante au sein d'un système PV autonome

Si la température de fonctionnement d'un module, et donc les performances d'un générateur PV, dépend de la température ambiante, il est important de noter que l'influence de cette dernière au sein

d'un système, en particulier autonome, ne se limite pas à ce seul phénomène. D'une part, le taux de dégradation et la fiabilité des modules sont eux-mêmes, dans le temps, fonction de la température (Vázquez et Rey-Stolle, 2008), tout comme la fiabilité et le vieillissement des convertisseurs électroniques (Mishra et Joshi, 1996). En particulier, les performances du stockage de type électrochimique, typiquement réalisé à l'aide de batteries acide-plomb (Labouret et Viloz, 2006), se montrent fortement tributaires des variations en température. Ainsi, si, d'un côté, la capacité de stockage d'une batterie augmente avec la température (Guasch et Silvestre, 2003), cette dernière voit également sa durée de vie nominale être réduite de moitié pour chaque accroissement de 10 °C de la température vis-à-vis de celle de référence (Magnor *et al.*, 2009 ; Svoboda *et al.*, 2007). Cette seconde influence se révèle par ailleurs de première importance, l'investissement dans un système PV autonome se situant en effet principalement, sur la durée de vie totale, dans le parc de batteries (Hegedus et Luque, 2003). Substantiellement, dans l'optique de travaux futurs, il apparaissait donc pertinent de retrouver la température ambiante aussi bien pour la période diurne, correspondant au fonctionnement du système complet, que pour la période nocturne, au cours de laquelle les batteries et les convertisseurs peuvent être amenés à fonctionner.

### 5.2.2.2 Estimation de la température ambiante à partir de la température de surface terrestre

En dehors du cadre spécifique de cette thèse, la température de l'air ambiant au niveau du sol fait partie des principaux indicateurs environnementaux, d'où le fait que, d'une part, son estimation apparaisse fondamentale au sein d'un champ particulièrement large d'applications et que, d'autre part, la littérature existant sur le sujet soit relativement exhaustive (Benali *et al.*, 2012 ; Nieto *et al.*, 2011 ; Prihodko et Goward, 1997). Typiquement, la température de l'air et sa variabilité temporelle sont mesurées sur le terrain à l'aide de stations météorologiques (Nieto *et al.*, 2011 ; Prihodko et Goward, 1997) ; dans ce cas, la caractérisation spatiale du paramètre ne peut être obtenue qu'à l'aide de techniques d'interpolation (Vancutsem *et al.*, 2010 ; Vogt *et al.*, 1997). De prime abord, cette approche présente cependant d'importantes limitations : chaque station ne peut en effet représenter de manière optimale le climat de la région associée (Vancutsem *et al.*, 2010), et l'influence des propriétés de surface sur la température rend l'évaluation de ses variations spatiotemporelles particulièrement complexe (Prihodko et Goward, 1997). Il en résulte que la distance maximale entre chaque station ne peut, par exemple, pas être supérieure à 60 km ou 30 km pour retrouver les fluctuations spatiales des températures journalières maximales et minimales, respectivement (Hubbard, 1994). Dans le but de retrouver les profils de température journaliers à travers la République de Djibouti, cette approche se révélait donc incompatible avec le réseau de stations temporaires installé dans le pays et présenté dans le chapitre 3.

Dès lors, de la même façon que pour le rayonnement solaire, une méthode plus appropriée pour retrouver la distribution spatiotemporelle de la température ambiante consistait à coupler les mesures *in situ* à une technique de télédétection satellite (Nieto *et al.*, 2011 ; Vancutsem *et al.*, 2010). De ce point de vue, une donnée pertinente est celle de la température de surface terrestre (Göttsche et Hulley, 2012), ou LST (*land surface temperature*), température correspondant au rayonnement émis par la surface du terrain (sol, végétation), à laquelle la température de l'air limitrophe se montre particulièrement corrélée (Cresswell *et al.*, 1999). On distingue, dans la littérature, plusieurs méthodes empiriques permettant de déterminer la température ambiante à partir des données LST : les réseaux de neurones artificiels (Jang *et al.*, 2004), les techniques de régression (Cresswell *et al.*, 1999 ; Lin *et al.*, 2012 ; Vogt *et al.*, 1997), ou encore l'approche TVX (*temperature-vegetation index*) (Nieto *et al.*, 2011 ; Prihodko et Goward, 1997 ; Stisen *et al.*, 2007). Cette dernière apparaît très nettement

comme la plus utilisée et la plus documentée ; elle repose sur l'hypothèse que la température d'un couvert végétal complet est en équilibre avec la température ambiante (Vancutsem *et al.*, 2010), et utilise la forte corrélation négative qui existe entre l'indice NDVI (*normalized difference vegetation index*) et la température de surface au sein d'une même *fenêtre* de plusieurs pixels (Nieto *et al.*, 2011 ; Zhu *et al.*, 2013). Néanmoins, cette méthode, en plus d'une mise en place relativement fastidieuse (Jang *et al.*, 2004), requiert, d'une part, de retrouver un couvert végétal assez hétérogène au sein de chaque fenêtre de pixels, et n'offre pas, d'autre part, la possibilité d'estimer les valeurs nocturnes de la température ambiante (Nieto *et al.*, 2011) ; de plus, l'étude de Vancutsem *et al.* (2010) a également montré que cette approche ne présentait aucune garantie de résultats dans la région est-africaine. De leur côté, les techniques de régression sont souvent utilisées pour retrouver les valeurs maximales et minimales de la température ambiante journalière, qui permettent notamment de retrouver le profil associé à l'aide d'une fonction sinusoïdale (Lin *et al.*, 2012 ; Vogt *et al.*, 1997). Un modèle aussi simple que celui proposé par Cresswell *et al.* (1999) permet également de retrouver la température ambiante à partir de la température de surface et de l'angle solaire zénithal, sans toutefois prendre en compte l'influence du cycle saisonnier. C'est là une des limites de ces méthodes, qui ne permettent pas de prendre aisément en compte plusieurs paramètres susceptibles d'influer sur la variabilité de la température (Lin *et al.*, 2012) ; à l'inverse, les réseaux de neurones artificiels présentent, non seulement, de bons résultats à l'échelle régionale (Jang *et al.*, 2004), mais se caractérisent également par une grande souplesse dans l'ajustement du nombre de critères pouvant influencer la ou les variables finales recherchées (Anastasio, 2010). Enfin, si l'approche neuronale apparaît peu généralisable, elle s'est cependant montrée cohérente avec l'objectif de la présente étude, qui était avant tout de minimiser l'erreur sur la distribution spatiotemporelle de la température à travers Djibouti ; en substance, la méthode importait donc, dans ce cas, moins que la précision du résultat.

### 5.2.2.3 Données LST satellitaires et mesures *in situ* de la température ambiante

Comme nous le verrons par la suite, un réseau de neurones artificiels permet de construire une fonction reliant un certain nombre de grandeurs entre elles ; ici, la température de surface, estimée par satellite, et la température ambiante, mesurée au niveau des stations, constituaient donc les deux variables principales, respectivement en entrée et en sortie du réseau.

#### Récupération des données LST

À l'heure actuelle, un certain nombre de modèles permettent d'estimer la température de surface à partir de clichés satellitaires (Göttsche et Hulley, 2012) ; celui développé par le centre LSA SAF s'adaptait bien à notre travail de par son importante résolution temporelle (15 minutes) et ses résultats plutôt probants dans les plaines désertiques rocailleuses des climats arides (Göttsche et Hulley, 2012). Les données LST sont déterminées par le LSA SAF à partir des mesures effectuées par les canaux infrarouges IR10.8 (10,8 – 11,8  $\mu m$ ) et IR12.0 (12,0 – 13,0  $\mu m$ ) du radiomètre SEVIRI, embarqué sur la série des satellites MSG mise en place par EUMETSAT (Trigo *et al.*, 2010). De la même façon que l'albédo de surface détaillé dans la section précédente, ces dernières possèdent originellement la résolution du satellite et sont librement accessibles sur demande via le site <http://landsaf.meteo.pt/>.

Les données LST sont estimées pour chaque image du disque terrestre acquise par le satellite Meteosat toutes les 15 minutes, à HH:00 UTC, HH:15 UTC, HH:30 UTC et HH:45 UTC ; de manière analogue à la section 3.1.4.2 du chapitre 3, on retrouve le même décalage de temps entre le début de l'acquisition de l'image par SEVIRI et l'acquisition effective de la zone correspondant à Djibouti, soit 7 minutes et 50 secondes. Journallement, chaque carte LST du pays est donc retrouvée pour

HH:07:50 UTC, HH:22:50 UTC, HH:37:50 UTC et HH:52:50 UTC ; bien que probablement moins essentiel que dans le cas du rayonnement, cet écart de temps est pris en considération afin d'associer au mieux, par la suite, les estimations LST aux mesures de la température ambiante relevées par les stations du réseau temporaire.

Nous avons récupéré la cartographie LST du pays pour une période allant de 2008 à 2013, soit de 2008 à 2011 pour l'estimation ultérieure du productible photovoltaïque, et de 2010 à 2013 pour la construction du réseau de neurones à l'aide des mesures *in situ* correspondantes. Comme déjà indiqué, sur le plan spatial, les images LST fournies par le LSA SAF sont initialement représentées dans la projection du satellite, dont la résolution est d'environ 3 km au nadir (Schmetz *et al.*, 2002), et 5 km au niveau de Djibouti (Müller, 2010). Afin de pouvoir combiner au mieux ces données avec les différentes cartographies développées pour retrouver le productible, nous avons, à l'aide d'une interpolation au plus proche voisin, reprojété celles-ci sur une grille géographique régulière de résolution proche de celle du satellite au-dessus de Djibouti (0,03°).

Les données LST représentent la température de rayonnement de la surface, exprimée en degrés Celsius, dans la direction du radiomètre du satellite, celle-ci étant déterminée en effectuant un bilan radiatif sur ladite surface dont l'émissivité a été préalablement estimée (Trigo *et al.*, 2010). Dès lors, un point qu'il est important de noter est celui de la récupération de ces données, rendue possible exclusivement pour les pixels non contaminés par des masses nuageuses. Comme les images LST sont fournies avec un indice de qualité, nous avons ainsi pu déterminer que, pour la zone correspondant à Djibouti, sur la période 2008-2011, la proportion de données *nominales* s'élevait à 51,6 %, tandis que la fraction des estimations manquantes représentait 36,8 % de la totalité. Nous reviendrons ci-après sur cette problématique, qui nous a incités à rechercher une alternative à la méthode classique d'interpolation.

### Mesures *in situ* de la température ambiante

Les mesures instantanées de la température de l'air ambiant au niveau du sol ont été réalisées par le thermohygromètre installé sur chacune des deux stations Davis Instruments (*cf.* annexe A.1) déjà présentées dans le chapitre 3 ; les caractéristiques de ce dernier sont détaillées dans l'annexe A.2. Les données de température ont été relevées simultanément avec les données d'irradiation solaire, sur les sites vus précédemment (respectivement Djibouti-ville, Dikhil, Ali Sabieh, forêt du Day) ; elles ont donc sensiblement couvert les mêmes périodes de mesure (respectivement 09/04/2010-27/12/2011, 26/06/2010-06/12/2011, 08/01/2012-01/05/2013, 07/01/2012-03/10/2012) avec les mêmes résolutions temporelles (respectivement 5 minutes, 10 minutes, 10 minutes, 30 ou 60 minutes). Une fois récupérées, ces données ont elles aussi été compilées, contrôlées et retraitées ; si une partie de celles-ci a souffert des mêmes défaillances humaines décrites dans la section 3.3.3, l'autre partie n'a, en revanche, pas toujours subi le même type de défaillances techniques propres au matériel. En définitive, si on ajoute à cela le fait qu'il n'était pas nécessaire, à l'inverse de l'irradiation, de retrouver des jours complets de données, il en a alors découlé des proportions différentes de mesures *in situ* manquantes, à savoir respectivement 8,49 %, 12,12 %, 8,86 % et 10,23 % des échantillons récupérés sur les sites de Djibouti-ville, Dikhil, Ali Sabieh et de la forêt du Day.

#### 5.2.2.4 Élaboration et apprentissage d'un réseau de neurones artificiels

##### Principe général

L'idée centrale de la méthodologie employée pour estimer la température ambiante à partir de

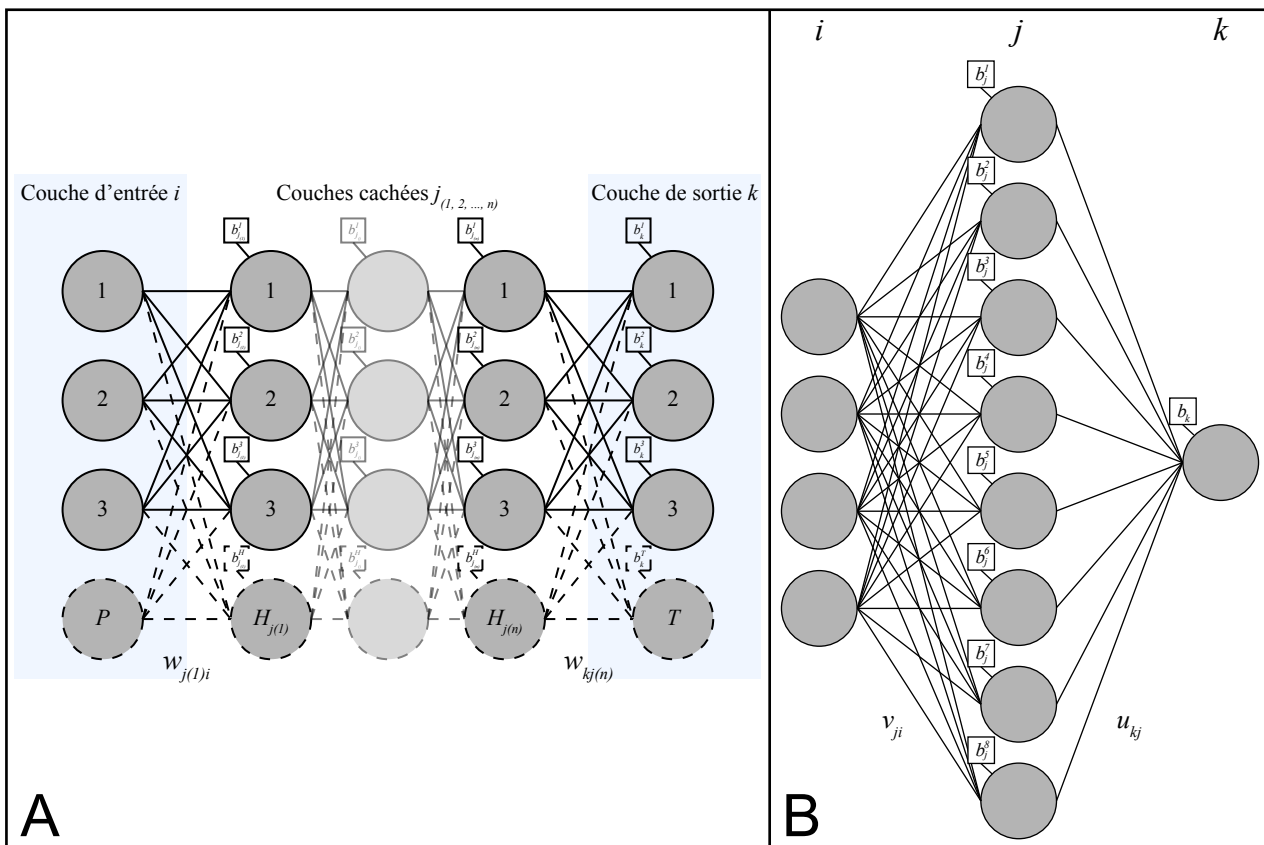


FIGURE 5.10 – (A) Architecture générale d'un réseau multicouche de neurones artificiels de type *feedforward*, possédant une couche de  $P$  neurones *paramètres* en entrée,  $n$  couches cachées de  $H$  neurones et une couche de  $T$  neurones *cibles* en sortie ; chaque neurone se projette sur l'ensemble des neurones de la couche suivante au moyen de connexions synaptiques possédant un certain poids  $w$ . (B) Exemple d'architecture d'un réseau à 3 couches, où 4 nœuds de la couche d'entrée  $i$  sont reliés à 8 nœuds cachés de la couche  $j$  via des connexions de poids  $v_{ji}$ , eux-mêmes se projetant sur un nœud de la couche de sortie  $k$  au travers de connexions de poids  $u_{kj}$ .

la température de surface consistait dans l'*association* d'une valeur mesurée au niveau des stations à un jeu de paramètres au sein duquel la donnée LST apparaissait prépondérante. De ce point de vue, le réseau de neurones artificiels multicouche de type *feedforward* est un outil algorithmique particulièrement adapté, permettant en effet d'associer des *schémas* de données entre eux (*pattern association*). Ce dernier s'appuie sur l'analogie biologique faite avec le fonctionnement des neurones du système nerveux chez les êtres vivants qui, par un processus d'apprentissage, se révèlent en mesure de développer un certain type de réponse (neurones de sortie) pour une situation spécifique analysée par le cerveau (neurones d'entrée).

Dans le cas mathématique, un réseau multicouche de type *feedforward* consiste dans une couche de  $P$  neurones en entrée, connectés aux  $T$  neurones d'une couche de sortie par le biais de  $n$  couches intermédiaires de  $H$  neurones dits *cachés* (Anastasio, 2010) ; l'architecture générale d'un tel réseau est présentée sur la FIGURE 5.10A. Les neurones, ou nœuds, appartenant à la couche d'entrée constituent les différents paramètres, se présentant sous la forme d'un vecteur de valeurs normalisées, destinés à être associés à une ou plusieurs variables cibles finales représentées par le ou les nœuds de la couche de sortie. Chaque neurone du réseau se projette sur l'ensemble des nœuds de la couche suivante au

travers de connexions *synaptiques* présentant un certain poids  $w$  ; les neurones cachés sont exprimés mathématiquement par une fonction de transfert, ou fonction d'activation, non linéaire, typiquement la fonction sigmoïde, tandis que les nœuds en sortie peuvent être associés à une fonction aussi bien linéaire que non linéaire (Anastasio, 2010). De plus, le biais  $b$  connecté à chacun de ces neurones se présente comme une variable d'ajustement indépendante, permettant d'augmenter ou de diminuer la valeur en entrée de la fonction d'activation correspondante (Haykin, 1999).

Dans le cerveau, les neurones répondent de manière binaire au passage d'un courant électrique (Purves *et al.*, 2004), résultant alors dans l'apparition de chemins, ou motifs, préférentiels et représentatifs de chaque type d'information (signal électrique) transportée. De la même façon, la fonction d'activation des neurones artificiels cachés définit leur état en prenant la valeur 0 ou 1 en sortie selon celle en entrée, elle-même égale à la somme du biais et des valeurs en sortie des neurones de la couche précédente pondérée par le poids des différentes connexions synaptiques (Anastasio, 2010 ; Hagan et Menhaj, 1994). Dès lors, on constate qu'un réseau est avant tout défini par l'ensemble de ses connexions, dont les poids vont, en fonction des données en entrée, directement influencer sur le nombre et l'identité des nœuds activés au sein de la dernière couche cachée, et donc sur les connexions vers chaque neurone de la couche de sortie qui seront elles-mêmes actives. En substance, la fonction de transfert des neurones de sortie prendra ainsi des valeurs distinctes selon le nombre et le type de *chemins* activés par le signal en entrée du réseau (vecteur de valeurs).

Chez les êtres vivants, la mémorisation des motifs neuronaux se fait grâce à l'apprentissage ; de manière analogue, il est nécessaire d'*entraîner* un réseau de neurones artificiels, afin qu'il puisse correctement estimer les variables cibles à partir de tout type de vecteur de valeurs en entrée. Pour ce faire, on peut utiliser une des règles d'apprentissage les plus communes, se basant sur la minimisation de l'erreur du réseau (*error-correction learning*) (Haykin, 1999). Celle-ci consiste à évaluer l'erreur du réseau pour un échantillon complet de données présentées, c.-à-d. l'erreur entre les estimations effectives au niveau des neurones de sortie, issues de la compilation des paramètres d'entrée par le réseau, et les mesures ou données vers lesquelles on veut tendre, puis à ajuster les poids de chaque connexion synaptique afin de la minimiser (Anastasio, 2010). Ces deux étapes, qui constituent une période élémentaire d'apprentissage, sont ensuite réitérées autant de fois que nécessaire afin de converger vers l'erreur minimale, le critère permettant alors de stopper ce processus d'apprentissage étant la capacité de généralisation du réseau (Jang *et al.*, 2004). En effet, le fait de modifier le poids des connexions afin d'adapter les valeurs d'entrée à celles de sortie d'un échantillon particulier pose le problème de la surspécialisation du réseau ; pour éviter cela, on présente à ce dernier des variables distinctes de celles utilisées pour l'apprentissage, puis on stoppe l'algorithme lorsque l'erreur calculée sur cet échantillon ne diminue plus.

### **Type de réseau développé dans cette étude**

En matière de réseau multicouche, il est prouvé mathématiquement qu'un simple réseau possédant une seule couche cachée de neurones non linéaires, c.-à-d. représentés par une fonction de transfert telle que la fonction sigmoïde, permet d'approximer tout type de fonction continue (Anastasio, 2010 ; Cybenko, 1989). Cette architecture, dont on peut voir un exemple sur la FIGURE 5.10B, ayant déjà été fréquemment utilisée, notamment dans l'estimation de la température ambiante, c'est celle pour laquelle nous avons opté ici (Jang *et al.*, 2004). Par ailleurs, pour évaluer la contribution de chaque neurone caché à l'erreur du réseau, une méthode tout particulièrement employée, bien que très peu plausible sur le plan neurobiologique, est l'algorithme de rétro-propagation (Anastasio, 2010 ; Haykin, 1999 ; Jang *et al.*, 2004). Celui-ci consiste à rétropropager le *signal* de l'erreur à travers le réseau, dans le sens opposé à celui dans lequel les nœuds cachés se projettent normalement sur les neurones

de sortie, ce qui permet alors ensuite de modifier les poids et les biais proportionnellement au gradient de l'erreur à l'aide d'un algorithme spécifique (Anastasio, 2010). Pour ce faire, un algorithme d'optimisation non linéaire très souvent considéré, car plus efficace que d'autres méthodes d'apprentissage, est celui de Levenberg-Marquardt (Hagan et Menhaj, 1994 ; Jang *et al.*, 2004). Enfin, de manière à ce que le processus d'apprentissage converge au plus vite, il est nécessaire d'initialiser au mieux les poids et les biais de l'ensemble du réseau ; si, pour cela, de nombreuses méthodes existent (Fernández-Redondo et Hernández-Espinosa, 2001), nous avons privilégié celle proposée par Nguyen et Widrow (1990), notamment intégrée au logiciel Matlab.

### Sélection des variables d'entrée

De manière triviale, la température ambiante, relevée au niveau des stations déployées à travers le pays, a représenté la variable cible sur laquelle nous avons fait converger le réseau de neurones. De ce point de vue, nous avons conservé uniquement les mesures de la température ambiante correspondant aux images LST, c.-à-d. celles pour lesquelles le décalage en temps avec les données de la température de surface n'était jamais supérieur à 10 minutes. Ensuite, la donnée LST issue de la cartographie récupérée auprès du LSA SAF, et correspondant à la position géographique de chaque station, a évidemment constitué le premier, et principal, paramètre d'entrée. Afin de minimiser la propagation d'une quelconque erreur parasite au travers du réseau de neurones, nous n'avons par ailleurs considéré que les estimations LST présentant une valeur *nominale* de l'indice de qualité associé (Trigo *et al.*, 2010). Enfin, la deuxième variable d'entrée qui nous est également apparue pertinente, comme paramètre d'ajustement, est l'incertitude liée à chaque valeur LST finale, variable statistique prenant en compte les différentes sources d'erreur au sein du modèle (Trigo *et al.*, 2009). Le TABLEAU 5.1 présente la taille et l'intervalle temporel des divers échantillons qui en ont ainsi résulté pour chaque site, et qui ont servi par la suite à l'apprentissage du réseau de neurones.

Une fois ces deux premières variables d'entrée définies, nous avons ensuite sélectionné celles potentiellement utiles parmi les plus significatives recensées dans la littérature. Les deux paramètres les plus pertinents et les plus employés sont ainsi l'angle solaire zénithal, qui permet de considérer les variations diurnes et nocturnes entre la température de surface et la température ambiante, et le jour de l'année, qui est de son côté utilisé pour tenir compte des variations saisonnières dans la température de l'air (Cresswell *et al.*, 1999 ; Jang *et al.*, 2004 ; Lin *et al.*, 2012). Sur ce dernier point, nous avons cependant jugé qu'il était préférable de s'appuyer sur la longitude moyenne du soleil (ou ascension droite moyenne), puisque le temps pour que cette dernière augmente de  $2\pi$  correspond à l'année tropique, c.-à-d. au cycle des saisons (Meeus et Savoie, 1992).

L'altitude issue du MNT apparaissait également comme une donnée intéressante, afin de prendre en compte le gradient de température qui en résulte (Jang *et al.*, 2004 ; Lin *et al.*, 2012). Néanmoins, les résultats se sont montrés moins consistants avec que sans, très probablement en raison d'une répartition spatiale des stations trop faible et du trop peu de mesures disponibles pour le site du Day (*cf.* TABLEAU 5.1), d'altitude cependant beaucoup plus élevée que les 3 autres (1576 m contre 7, 498 et 718 m). La conséquence évidente d'un tel déséquilibre entre les échantillons de données issus de chaque site est l'insertion d'un biais dans le réseau, l'apprentissage de celui-ci étant alors avant tout réalisé à partir de mesures au sein desquelles l'influence de l'altitude n'apparaît pas suffisamment prégnante. Par ailleurs, sans prise en compte de l'altitude, l'élaboration d'un réseau de neurones selon la méthode présentée dans la section suivante, c.-à-d. en réalisant l'apprentissage de celui-ci exclusivement à partir des données de trois sites puis en l'utilisant sur l'échantillon issu du dernier site, a révélé, dans le cas de la forêt du Day, une importante translation des estimations vers le haut vis-à-vis des mesures. Cette surestimation indique que la température de surface déterminée par le centre

TABLEAU 5.1 – Caractéristiques des échantillons utilisés pour l'apprentissage du réseau de neurones artificiels.

		Site n° 1 Djibouti	Site n° 2 Dikhil	Site n° 3 Ali Sabieh	Site n° 4 Forêt du Day
Échantillon		33960	28575	25498	5015
Période	Début	08/04/2010	26/06/2010	08/01/2012	07/01/2012
	Fin	27/12/2011	06/12/2011	30/04/2013	03/10/2012

LSA SAF ne semble, sur le territoire djiboutien, que très peu évoluer avec l'altitude, quand bien même des études démontrent le contraire (Shun-Yun *et al.*, 2009 ; Xu *et al.*, 2013). Cette propriété géographique tient sans doute en partie au fait que, pour des territoires arides possédant une végétation particulièrement clairsemée, l'estimation de l'émissivité dépende moins de la mesure satellite que de la valeur attribuée à celle-ci *a priori* selon le type de surface considérée (Göttsche et Hulley, 2012). En définitive, ces diverses constatations nous ont conduits à opter pour une méthode inédite, destinée à rendre l'influence de l'altitude véritablement « visible » pour le réseau de neurones ; pour ce faire, nous nous sommes appuyés sur l'approximation linéaire de l'évolution de la température de l'air  $T_a$  avec l'altitude  $z$  dans la troposphère (Çengel et Boles, 2011 ; Çengel et Cimbala, 2006) :

$$T_a(z) = T_a(z = 0) - \xi z \quad (5.52)$$

Où  $T_a(z = 0)$  représente la température ambiante au niveau de la mer, et  $\xi$  le coefficient d'abaissement de  $T_a$  avec l'altitude ( $\xi = 0,0065$  °C/m). En émettant l'hypothèse que la température de surface  $T_s$  issue du modèle du LSA SAF ne fluctue que très modérément avec l'élévation à travers le pays, il est donc possible de lui associer une altitude de référence, soit le plus commodément  $z = 0$ . Afin de forcer le réseau à corrélérer la variation de la donnée LST à celle de la température ambiante, nous avons finalement utilisé la même correction topographique que celle de la relation (5.52), de telle sorte que :

$$T_s(z) = T_s - \xi z \quad (5.53)$$

Par ailleurs, on notera que, pour l'apprentissage du réseau, nous avons, afin d'obtenir la meilleure précision possible, effectué cette correction à l'aide de l'altitude issue du MNT SRTM-3. En revanche, dans le développement de la cartographie, nous avons privilégié, pour des raisons de temps de calcul, la même méthode que celle employée par le centre OSI SAF dans le traitement des données SSI, c.-à-d. l'utilisation de l'altitude moyenne correspondant à chaque pixel d'une image LST.

Enfin, les mêmes causes engendrant les mêmes effets, l'utilisation de la latitude et de la longitude en entrée du réseau, afin d'intégrer les caractéristiques géographiques dans l'estimation de la température (Lin *et al.*, 2012), ne se montrait pas non plus, à l'instar de l'altitude, pertinente, et ce, en raison d'un nombre trop limité de stations, elles-mêmes étant trop peu dispersées à travers le territoire. Par conséquent, nous avons développé un réseau combinant une couche cachée de neurones sigmoïdes avec un neurone de sortie linéaire, et admettant, en entrée, 4 nœuds représentant respectivement la donnée LST estimée, l'incertitude associée, l'angle solaire zénithal et la longitude moyenne du soleil. Dans le but de confirmer ou d'infirmer la validité de l'hypothèse posée ci-dessus sur la correction en



altitude de la température de surface, nous avons effectué l'apprentissage du réseau avec, d'une part, la valeur originelle ( $T_s$ ), et, d'autre part, la valeur corrigée ( $T_s(z)$ ) à l'aide de l'équation (5.53).

### apprentissage et généralisation spatiotemporelle

Typiquement, l'apprentissage du réseau et l'arrêt de ce processus à l'aide du critère de généralisation sont réalisés en séparant aléatoirement la totalité des données disponibles en deux échantillons, l'un étant spécifiquement utilisé pour développer le réseau (*échantillon d'apprentissage*), le second servant à mesurer le niveau de performance de ce dernier et à stopper la procédure (*échantillon de validation*) (Coulibaly *et al.*, 2000 ; Jang *et al.*, 2004). L'apprentissage du réseau à partir du premier échantillon consiste à présenter, dans un ordre aléatoire, chaque vecteur de 4 valeurs associé à une mesure de la température ambiante, puis à calculer l'erreur sur l'ensemble des données ainsi estimées par le réseau vis-à-vis des mesures, ici l'erreur quadratique moyenne ou MSE (*mean square error*). Pour chaque itération, ou période, soit lorsque la totalité des données a été présentée, les poids et les biais du réseau sont modifiés de telle sorte que l'erreur soit minimisée. Simultanément, la MSE est calculée sur les estimations résultant de la compilation de l'échantillon de validation par le réseau ; l'apprentissage se poursuit alors sur autant de périodes que cette dernière continue à diminuer et se termine une fois que ce n'est plus le cas.

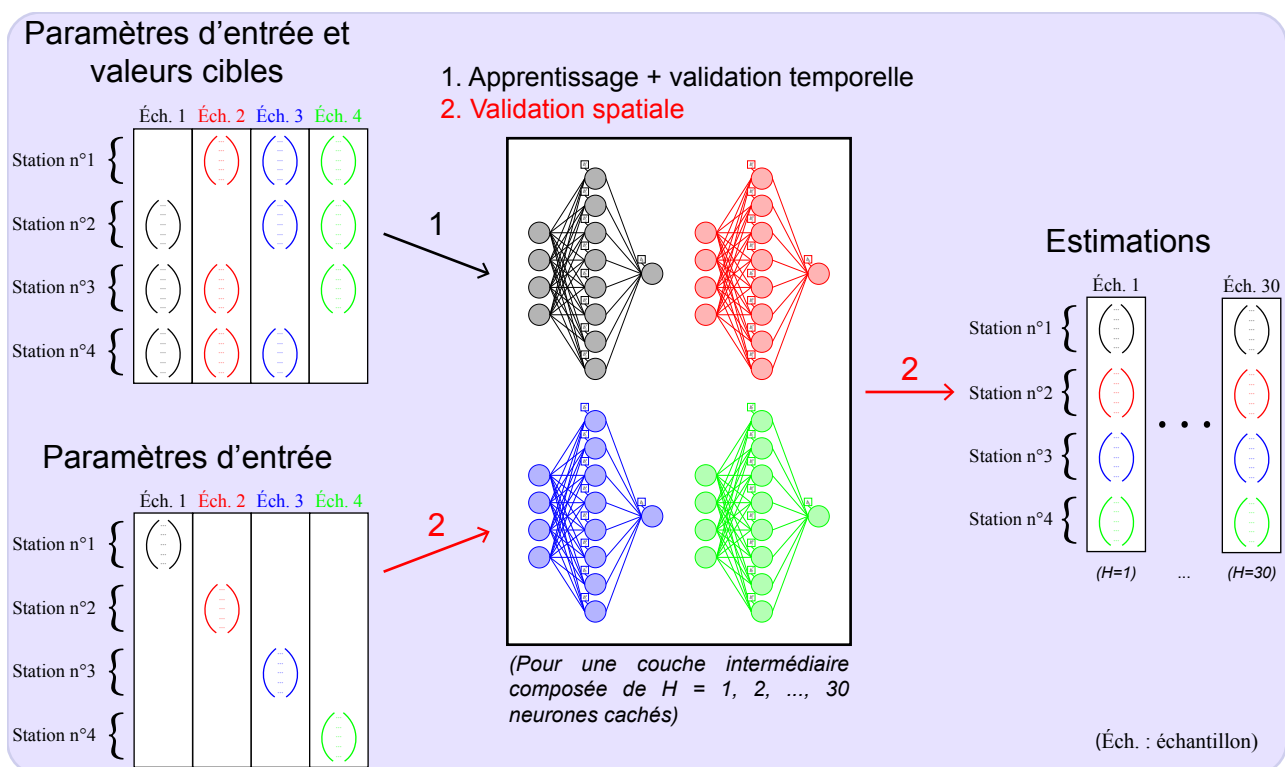


FIGURE 5.11 – Description du principe de généralisation spatiale employé dans cette étude : pour un nombre donné H de neurones cachés, l'apprentissage de chaque réseau s'effectue à l'aide d'un échantillon composé des données correspondant à 3 stations, puis est utilisé pour estimer la température ambiante à partir des données de la station restante. Ces différentes estimations, issues de la compilation des paramètres d'entrée par chacun des 4 réseaux, sont alors réunies au sein d'un même échantillon de *validation spatiale* que l'on peut ensuite comparer avec la totalité des mesures *in situ*.

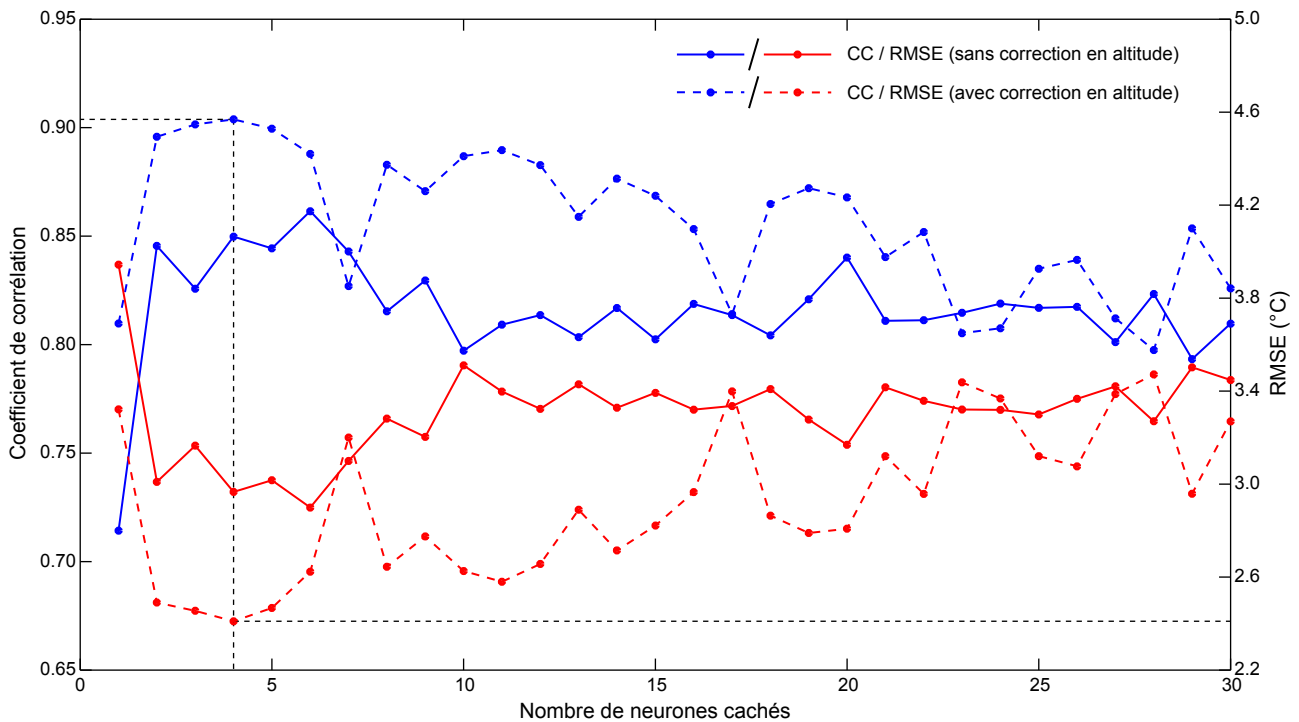


FIGURE 5.12 – RMSE et coefficient de corrélation entre les estimations de l'échantillon de validation spatiale et les mesures relevées par les stations, en fonction du nombre de neurones composant la couche cachée du réseau.

Néanmoins, cette méthode s'apparente principalement à une généralisation temporelle du réseau de neurones, puisque les données servant à la validation sont sélectionnées parmi la totalité de l'échantillon, ce qui assure souvent, selon la taille de celui-ci, que des données du même type aient déjà servi à l'apprentissage. Or, si l'on souhaite construire une cartographie cohérente et à moins que la couverture du territoire étudié par le réseau de stations soit particulièrement importante, il semble également primordial de pouvoir généraliser l'emploi du modèle sur le plan spatial. Dans notre cas, cette assertion est apparue d'autant plus manifeste que la dissémination des stations à travers le pays était relativement faible ; c'est pourquoi nous avons couplé la validation spatiale du réseau à la recherche du nombre optimal de neurones composant la couche cachée de celui-ci.

En effet, le nombre de neurones cachés influe directement sur les capacités d'un réseau (Anastasio, 2010) : un nombre élevé augmente les connexions disponibles et donc l'aptitude d'un réseau à approximer tout type de fonction continue, mais peut également induire une surspécialisation de celui-ci vis-à-vis de l'échantillon présenté ; à l'inverse, un nombre plus faible réduit les performances d'un réseau tout en accroissant aussi ses capacités de généralisation. Nous avons donc développé une méthode, décrite sur la FIGURE 5.11, qui associe la recherche de ce compromis à l'optimisation des qualités de généralisation spatiale du réseau ainsi élaboré. Pour ce faire, nous avons, pour chaque couche cachée composée de 1 à 30 neurones, accompli l'apprentissage du réseau avec 4 échantillons distincts, chacun composé des données des 3 stations autres que celle destinée à la validation spatiale. Par exemple, pour les estimations de la température ambiante destinées à être comparées aux mesures de la station n° 1 (respectivement n° 2), l'échantillon d'apprentissage se compose alors des données des stations n° 2, n° 3 et n° 4 (respectivement n° 1, n° 3 et n° 4) ; ce procédé garantit ainsi de présenter à chaque fois au réseau des données dont les caractéristiques géographiques implicites n'ont jamais

été apprises auparavant. Afin d'évaluer la capacité de généralisation spatiale du réseau en fonction du nombre de neurones cachés, nous avons ensuite calculé la RMSE et le coefficient de corrélation entre les mesures *in situ* et l'échantillon total constitué de la réunion de chacune de ces estimations.

Les résultats de cette étude, avec et sans la correction en altitude de la température de surface, sont présentés sur la FIGURE 5.12. Dans un premier temps, on constate que la méthode proposée pour tenir compte de l'altitude présente, de manière générale, de meilleurs résultats, avec une RMSE minimale plus faible (2,41 °C contre 2,90 °C) et un coefficient de corrélation maximale plus élevé (0,904 contre 0,862). La consistance de l'erreur et du coefficient de corrélation avec le nombre de neurones cachés montre, en outre, la pertinence des variables d'entrée sélectionnées, et le fait que les couches intermédiaires optimales possèdent 4 ou 6 nœuds corrobore les capacités de généralisation des réseaux composés d'un nombre limité de neurones cachés (Anastasio, 2010). Une fois l'architecture finale du réseau et le type de donnée LST utilisée en entrée connus, nous avons alors de nouveau effectué l'apprentissage du réseau, mais, cette fois, avec la totalité des données issues des 4 stations, et ce, dans le but d'obtenir un modèle le plus général possible et le mieux adapté aux caractéristiques du territoire. Les estimations issues de l'échantillon de validation correspondant ont alors présenté une RMSE de 1,82 °C (contre 2,19 °C sans l'altitude) et un coefficient de corrélation de 0,946 (contre 0,920), valeurs sensiblement analogues à celles déjà obtenues par Jang *et al.* (2004) dans le sud du Québec (CC = 0,926 et RMSE = 1,79 °C).

#### 5.2.2.5 Estimation des moyennes mensuelles du profil journalier de température

##### Méthode

Comme nous l'avons vu précédemment, l'une des contraintes principales de la base de données LST est la large proportion de données manquantes, celle-ci représentant ainsi plus du tiers de l'échantillon total sur la période 2008-2011. Dans le même temps, la couverture spatiale et temporelle des mesures *in situ*, nonobstant le fait qu'elles aient été les premières jamais réalisées dans le pays, est restée sensiblement limitée. C'est pourquoi nous avons considéré, en première approximation, et afin de remédier à ces difficultés, l'étude des profils journaliers moyens de température, en lieu et place de méthodes d'interpolation qui se révélaient trop peu pertinentes au vu du grand nombre de données absentes. L'idée sous-jacente de cette approche a ainsi été de retrouver le profil journalier moyen pour chaque mois de la période étudiée (janvier 2008 à décembre 2011) à partir des valeurs existantes de la température ambiante, elles-mêmes déterminées à l'aide du réseau de neurones précédent et des données LST correspondantes. En se basant exclusivement sur des estimations effectives, cette méthode permet d'éviter l'ajout d'erreurs inhérentes aux techniques d'interpolation, tout en compensant la relative faiblesse de la couverture du réseau de stations ; de plus, elle se montrait également adaptée dans notre cas en raison d'un climat djiboutien dont on a déjà vu que les fluctuations spatiotemporelles apparaissent limitées. Une fois l'ensemble des profils du pays déterminés, les quelques rares valeurs encore manquantes au sein de la cartographie résultante ont été interpolées spatialement. Par ailleurs, le fait que chaque valeur moyenne d'un profil ne repose pas nécessairement sur le même nombre d'estimations peut engendrer certaines données aberrantes ; aussi, dans le but de corriger ces potentiels écarts, nous avons *lissé* les profils originels en utilisant une technique locale de régression linéaire.

##### Résultats

Afin d'évaluer la qualité des profils journaliers sur le territoire, nous avons compilé ces derniers à

TABLEAU 5.2 – Comparaison entre les profils journaliers moyens estimés de la température ambiante et ceux issus des mesures correspondantes.

Site	RMSE (°C)				MBE <sup>1</sup> (°C)				CC			
	n° 1	n° 2	n° 3	n° 4	n° 1	n° 2	n° 3	n° 4	n° 1	n° 2	n° 3	n° 4
Janvier	1,37	0,85	0,69	3,35	-1,22	0,49	-0,15	2,30	0,885	0,981	0,980	0,925
Février	0,96	0,94	0,63	2,84	-0,74	-0,09	0,00	2,12	0,911	0,971	0,978	0,954
Mars	1,08	0,87	0,56	2,97	-0,05	-0,28	-0,32	2,23	0,805	0,976	0,991	0,943
Avril	1,00	1,06	0,60	3,02	-0,23	-0,54	0,02	2,12	0,666	0,987	0,981	0,976
Mai	0,74	1,16	0,97	2,87	-0,12	-0,23	0,36	1,90	0,871	0,947	0,984	0,958
Juin	1,15	1,26	1,08	2,13	0,66	-0,72	-0,78	2,05	0,753	0,946	0,976	0,973
Juillet	1,33	1,32	1,37	3,09	-0,88	0,81	0,60	3,00	0,891	0,945	0,920	0,970
Août	1,58	1,76	0,75	3,06	-0,83	1,41	0,27	2,94	0,869	0,947	0,972	0,983
Septembre	0,91	0,99	1,01	1,99	-0,23	-0,08	-0,64	1,59	0,879	0,958	0,969	0,977
Octobre	0,82	1,37	1,16	2,74	-0,19	-0,85	0,18	1,74	0,897	0,959	0,970	0,963
Novembre <sup>2</sup>	0,85	0,82	1,17	—	-0,37	-0,24	0,94	—	0,909	0,972	0,974	—
Décembre <sup>2</sup>	0,84	0,87	0,93	—	0,16	0,29	0,37	—	0,942	0,974	0,967	—

<sup>1</sup> Une valeur négative indique une sous-estimation du modèle.

<sup>2</sup> Aucune mesure n'a été relevée sur le site n° 4 pour les mois de novembre et de décembre.

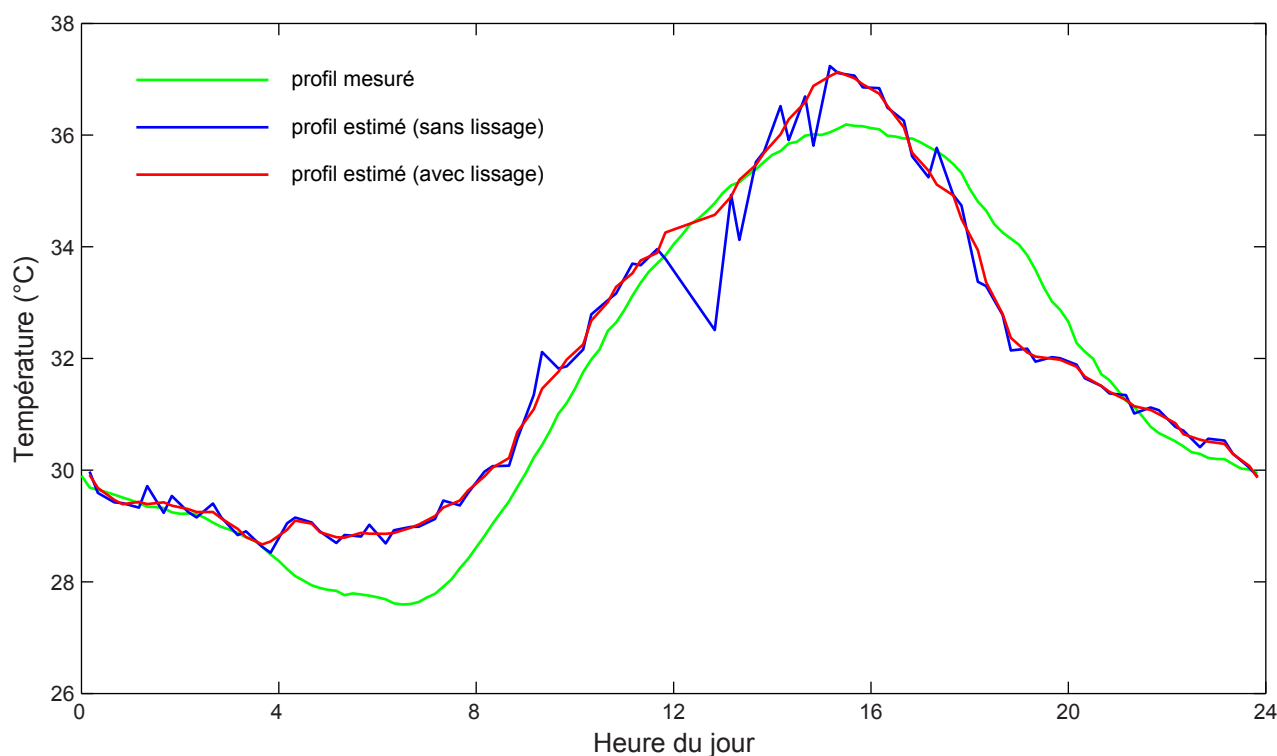


FIGURE 5.13 – Exemple de profil journalier moyen de température pour le mois d'août (Ali Sabieh) ; le profil estimé final est déterminé en lissant le profil original à l'aide d'une régression linéaire locale.

partir des estimations du réseau de neurones sur les 4 sites, puis nous les avons comparés à ceux issus des mesures *in situ* correspondantes à l'aide des indicateurs déjà présentés précédemment, à savoir la RMSE, la MBE et le coefficient de corrélation. Le TABLEAU 5.2 présente l'ensemble des résultats pour les profils définitifs, c.-à-d. après application du filtre de lissage, pendant que la FIGURE 5.13 donne un exemple de comparaison entre un profil estimé et un profil mesuré sur le site n°3 (Ali Sabieh). Cette dernière nous permet ainsi de constater, en premier lieu, que le processus de lissage se montre effectivement approprié, le profil considéré présentant un bruit non négligeable, pouvant aussi bien découler d'estimations originelles moins performantes que, comme nous l'avons précisé précédemment, de certaines valeurs moyennées sur un ensemble trop réduit de données.

En matière d'erreur, les résultats des trois premiers sites se révèlent les plus consistants, avec une RMSE comprise entre 0,56 °C et 1,76 °C, tandis que ceux du site n°4, malgré la correction en altitude, apparaissent sensiblement moins performants, avec une RMSE comprise entre 1,99 °C et 3,35 °C. De même, l'observation du biais indique que le modèle surestime la température sur les altitudes élevées, avec une MBE toujours positive et située entre 1,59 °C et 3,00 °C sur le site n°4, et tend à la sous-estimer de plus en plus lorsque l'on se rapproche du niveau de la mer (jusqu'à -1,22 °C sur le site n°1). À l'inverse de l'erreur, le coefficient de corrélation se révèle meilleur pour les sites 2, 3 et 4 (entre 0,920 et 0,991), alors que ce dernier se situe principalement entre 0,805 et 0,942 sur Djibouti-ville, avec deux valeurs critiques pour les mois d'avril (0,666) et juin (0,753). Si l'altitude explique l'erreur et le biais élevés du site n°4 (translation vers le haut du profil), il est probable que le taux d'humidité plus important sur Djibouti-ville que sur les trois autres sites, en raison de la position géographique particulière de la capitale en bordure du littoral, soit responsable de la corrélation plus faible résultante.

En conclusion, cette méthode permet, sur un territoire comme celui de Djibouti, de retrouver l'ensemble des estimations de la température ambiante avec une précision équivalant globalement à celle de l'échantillon se rapportant exclusivement aux données LST existantes (*cf.* section précédente). De plus, la validation spatiale présentée précédemment assure également de la consistance de ces mêmes profils au-delà des seules régions ceignant les 4 sites de mesure, et donc de la qualité des cartes mensuelles moyennes de la température à travers le pays.

### 5.3 Cartographie du potentiel de production photovoltaïque

Nous venons de présenter l'ensemble des paramètres sous-jacents aux modules photovoltaïques, ainsi que leur modélisation respective qui permet, en complément du potentiel solaire, de déterminer avec le maximum de précision la production d'un champ PV quelconque. Dès lors, en couplant ces éléments à l'atlas solaire désagrégé du chapitre précédent, nous avons pu obtenir une nouvelle base de données spatiotemporelles détaillant la production typique d'un générateur PV donné à travers le territoire. De cet atlas du potentiel photovoltaïque ressort une représentation cartographique, permettant aux décideurs publics ou privés d'évaluer *a priori* la pertinence de la technologie pour une zone spécifique, dont les futures études locales de dimensionnement pourront alors s'appuyer sur les séries temporelles associées. Par conséquent, après avoir détaillé les différentes variables critiques prises en compte dans son développement, on présente ici la cartographie annuelle moyenne du productible photovoltaïque disponible en République de Djibouti, issue finale de l'étude de planification présentée dans cette thèse.

### 5.3.1 Type de générateur PV analysé

L'évaluation du gisement en énergie photovoltaïque repose fondamentalement sur le type de générateur PV destiné à être installé, et donc sur les caractéristiques intrinsèques, l'inclinaison et l'orientation des modules qui seront amenés à le composer.

#### 5.3.1.1 Module photovoltaïque sélectionné

On rappelle que, de la même façon qu'un module PV est constitué d'un certain nombre de cellules identiques, un générateur est composé de  $M_p \times M_s$  panneaux similaires. Afin d'élaborer ce champ PV référent servant de support à la cartographie du productible, nous avons donc sélectionné un module élémentaire au sein de la base de données du logiciel SAM (NREL, 2014), utilisée dans le modèle développé par le SNL et décrit au début de ce chapitre. Ce choix a été guidé par certaines exigences, dont notamment celles privilégiant un panneau :

- composé de cellules au silicium cristallin ; en raison, comme nous l'avons déjà vu dans le chapitre 2, de la domination du marché par le silicium, qui représente ainsi 85 % de la production actuelle de cellules PV (Jäger-Waldau, 2012). Par ailleurs, la technologie polycristalline apparaissant légèrement plus utilisée et possédant un rapport coût/efficacité moindre (Tobías *et al.*, 2003, 2011), c'est celle que nous avons donc privilégiée ;
- possédant une puissance nominale  $P_{mp}^*$  permettant de constituer un générateur de puissance nominale  $P_{mpg}^* = 1 \text{ kWc}$ , afin de favoriser une description spatiale du productible basée sur l'énergie produite par kWc installé plutôt que par Wc installé ;
- dont la date de mise en circulation sur le marché était la plus récente, afin d'inscrire la cartographie dans le contexte technologique de l'industrie photovoltaïque actuelle.

En plus de ces quelques critères spécifiques, nous avons également pris en compte la réalité économique du terrain, à savoir la forte influence chinoise, notamment en matière de systèmes PV. Ainsi, nous avons opté pour le module STP200-18/Ud du fabricant *Suntech Power*, dont les panneaux ont déjà été utilisés dans l'électrification d'une école rurale à Djibouti (Ahmed Aye, 2009) ; ce module, lancé sur le marché en 2009, est constitué de cellules polycristallines et possède une puissance nominale  $P_{mp}^*$  de 200 Wc. Les paramètres de ce panneau, spécifiques au modèle du SNL (conversion photovoltaïque et évaluation de la température), sont présentés dans l'annexe B.1, tandis que la brochure commerciale correspondante est donnée en annexe B.2. Dans l'élaboration de la cartographie, nous avons considéré un générateur de puissance nominale  $P_{mpg}^* = 1 \text{ kWc}$  constitué de 5 modules STP200-18/Ud connectés en série.

#### 5.3.1.2 Inclinaison et orientation

L'optimisation du rayonnement incident sur la surface d'un module, et donc de la production photovoltaïque qui en résulte sur une période donnée, dépend de l'orientation et de l'inclinaison de ce dernier ; ici, nous avons déterminé ces deux angles de façon à maximiser le productible sur l'année. Typiquement, la production d'un champ PV est ainsi optimale lorsque celui-ci est orienté vers l'équateur (Soulayman, 1991), ce qui représente, dans l'hémisphère nord, un azimut plein sud (Hussein *et al.*, 2004 ; Pavlović *et al.*, 2010 ; Shariah *et al.*, 2002). En matière d'inclinaison, la section 5.2.1 a montré qu'elle dépendait nécessairement de la fraction diffuse et de la part du rayonnement réfléchi

par le sol, et donc du climat et de l'albédo de surface. Néanmoins, une valeur communément employée dans l'optimisation annuelle du rayonnement incident est celle de la latitude du lieu (Gopinathan, 1991 ; Shariah *et al.*, 2002), cette dernière apparaissant d'ailleurs tout particulièrement tangible aux faibles latitudes, où se situe notamment Djibouti (Lorenzo, 2003). Par conséquent, nous avons considéré, dans l'élaboration de la cartographie, un système orienté plein sud ( $\gamma_m = \pi$ ) et incliné à la latitude du lieu ( $\beta = \varphi$ ).

### 5.3.2 Taux annuel de dégradation des performances

Afin de retrouver la puissance  $P_{mpg}$  produite par un générateur PV au cours du temps à l'aide de la relation (5.24), il nous fallait évaluer le taux annuel de dégradation  $\tau_d$ . Une importante littérature portant sur la mesure empirique de ce paramètre a en particulier été répertoriée par Jordan et Kurtz (2013) ; ces derniers ont ainsi montré que le taux de dégradation variait notamment avec les caractéristiques climatiques et le type de matériau considérés, l'échantillon analysé présentant au final une valeur médiane de 0,5%/an. Une valeur dont on peut noter qu'elle est analogue à celle adoptée par Thiaux (2010) pour la modélisation d'un système autonome, ou encore à celle préconisée par Vázquez et Rey-Stolle (2008), au-delà de laquelle la fiabilité d'un module n'est plus suffisamment élevée pour que le constructeur puisse le garantir sur une période de 25 ans.

En particulier, pour le silicium monocristallin et polycristallin, les taux de dégradation recensés par Jordan et Kurtz (2013) se situent respectivement au niveau médian de 0,36 % et 0,64 % par an dans le cas d'un module, et chutent à 0,23 % et 0,59 % par an dans le cas d'un générateur PV. Ces données propres au silicium cristallin sont également confirmées par l'étude de Ndiaye *et al.* (2013) qui estime que les pertes sur le long terme doivent se situer entre 0,2%/an et 1%/an, ou encore par celle du NREL qui recommande une valeur de 0,5%/an (Osterwald *et al.*, 2006). Dans le même temps, toutes les études révèlent que ce taux a tendance à s'accroître lorsque les conditions climatiques se rapprochent de celles rencontrées à Djibouti : dans les climats désertiques de Lybie et d'Arizona, ou aride d'Israël, le taux de dégradation pour des modules en silicium cristallin avoisine ainsi constamment 1%/an (Bogdanski *et al.*, 2010 ; Jordan et Kurtz, 2013).

En conclusion, par volonté de ne pas surestimer la production photovoltaïque réelle, en plus du fait que cette valeur correspond également aux 80 % garantis après 20 ans par certains constructeurs, nous avons, dans cette thèse, privilégié un taux de dégradation égal à 1%/an, correspondant ainsi à l'estimation la plus pessimiste.

### 5.3.3 Cartographie du productible photovoltaïque

De manière analogue aux deux chapitres précédents, nous avons développé une cartographie spatiotemporelle de la puissance fournie par un générateur PV à travers le territoire sur la période 2008-2011, en tenant compte de la dégradation des performances du système au cours du temps. Afin d'en extraire une tendance, permettant d'appréhender instantanément le potentiel de la technologie dans l'optique d'une électrification décentralisée de certaines zones rurales, nous avons déterminé la carte annuelle du productible journalier moyen par unité de puissance nominale installée (kWc).

#### 5.3.3.1 Évaluation du productible annuel moyen sur cycle de vie

On détermine l'énergie  $E_{mpg}$  produite par un générateur PV sur une période  $\Delta t$  donnée (horaire, journalière) de la même façon que l'irradiation à partir du rayonnement, c.-à-d. en effectuant l'inté-

grale de la puissance de sortie  $P_{mpg}$  sur la période en question :

$$E_{mpg} = \int_{\Delta t} P_{mpg} \quad (5.54)$$

Ici, l'énergie retrouvée représente implicitement la production d'un champ PV la première année de sa mise en circulation ( $t_n = 0$ ) ; en y intégrant la dégradation annuelle des performances vue dans la 5.1.3, l'équation (5.54) devient alors :

$$\begin{aligned} E_{mpg}(t_n) &= \int_{\Delta t} P_{mpg}(t_n) \\ &= (1 - \tau_d t_n) \int_{\Delta t} P_{mpg} \\ &= (1 - \tau_d t_n) E_{mpg} \end{aligned} \quad (5.55)$$

De manière analogue à l'atlas de l'irradiation solaire, nous avons compilé une base de données spatiotemporelles de l'énergie photovoltaïque pour la période 2008-2011, dont nous avons donc pu extraire une cartographie caractéristique, c.-à-d. moyenne, de la production mensuelle et annuelle. En considérant celle-ci comme l'énergie maximale fournie par le générateur PV lors de sa première année de fonctionnement, nous avons alors pu déterminer le productible moyen sur le cycle de vie  $t_f$  du système :

$$E_{mpg}^{t_f} = \frac{E_{mpg}(0) + E_{mpg}(1) + E_{mpg}(2) + \dots + E_{mpg}(t_f - 1)}{t_f} \quad (5.56)$$

La dégradation des performances au cours du temps étant considérée comme linéaire, il vient alors :

$$\begin{aligned} E_{mpg}^{t_f} &= \frac{E_{mpg}(1 + 1 - \tau_d + 1 - 2\tau_d + \dots + 1 - (t_f - 1)\tau_d)}{t_f} \\ &= E_{mpg} \left( 1 - \frac{t_f - 1}{2} \tau_d \right) \end{aligned} \quad (5.57)$$

### 5.3.3.2 Résultats

La FIGURE 5.14 présente la cartographie moyenne du productible photovoltaïque journalier disponible en République de Djibouti, déterminée pour une durée de vie du système égale à 20 ans, celle-ci correspondant en effet à la durée minimale généralement garantie par les constructeurs (cf. section 5.1.3). De plus, le TABLEAU 5.3 regroupe les statistiques principales de cette carte, ainsi que celles de la répartition spatiale du productible pour la première année de fonctionnement du système (année 0).

La cartographie de l'énergie journalière produite à l'année 0 indique une moyenne spatiale de 4,95 kWh par kWc installé, soit moins de 85 % de l'irradiation solaire globale horizontale estimée dans le chapitre 4. Le pays étant situé à proximité de l'équateur, l'inclinaison très faible des modules qui en résulte implique, par ailleurs, que le rayonnement incident dans le plan des panneaux est



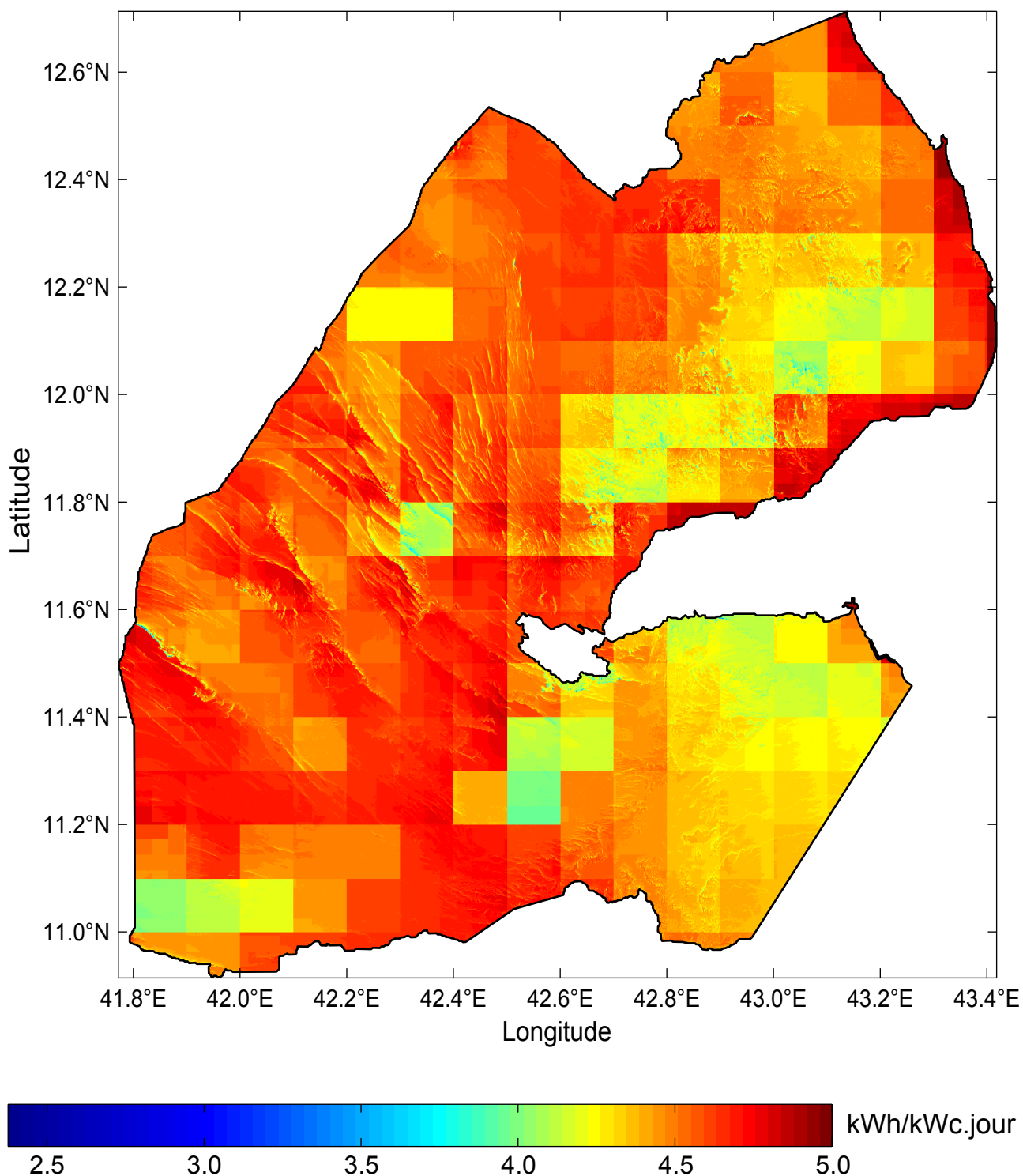


FIGURE 5.14 – Cartographie de l'énergie journalière moyenne (kWh/kWc.jour) produite par un générateur photovoltaïque sur son cycle de vie (20 ans) en République de Djibouti ; celui-ci est composé de modules au silicium polycristallin orientés plein sud et inclinés à la latitude du lieu.

TABLEAU 5.3 – Caractéristiques principales de la cartographie du productible photovoltaïque journalier en République de Djibouti.

Productible photovoltaïque (kWh/kWc .jour)					
Année 0			Cycle de vie		
Intervalle	Moyenne	Écart-type	Intervalle	Moyenne	Écart-type
2,63 - 5,50	4,95	0,204	2,38 - 4,98	4,48	0,184

sensiblement analogue à celui sur un plan horizontal, avec donc le même type de distribution spatiale. Ceci, combiné au fait que l'écart-type du productible PV représente environ 85 % de celui du potentiel solaire (0,204 kWh/kWc .jour), révèle également que la variance de la température ambiante reste limitée à travers le territoire. En revanche, sur le plan temporel, et donc quantitatif, on constate que, dans un pays comme Djibouti où les conditions climatiques apparaissent extrêmes, les différents facteurs endogènes et exogènes détaillés dans ce chapitre réduisent l'efficacité d'un système d'environ 15 %.

L'ajout de la dégradation annuelle des performances renforce évidemment ce constat, la réduction linéaire de la puissance nominale du générateur PV laissant intacte la répartition spatiale du productible, mais pas la quantité disponible, la moyenne quotidienne diminuant à 4,48 kWh/kWc. En conclusion, si l'information sur la répartition spatiale du potentiel photovoltaïque se montre très peu amplifiée en regard de celle sur le gisement solaire, on constate en revanche que le rendement de conversion et le vieillissement du système réduisent globalement le potentiel photovoltaïque effectif à environ 77 % de l'énergie solaire disponible. Dans le cas d'une puissance nominale installée de 1 kWc, cela représente donc 77 % de l'énergie électrique optimale produite par un générateur PV fonctionnant en permanence dans les conditions STC de rayonnement et de température<sup>4</sup>.

## 5.4 Aperçu des zones rurales de développement photovoltaïque

En évaluant le potentiel photovoltaïque à travers le territoire, nous venons simultanément de différencier les zones du pays où l'électrification décentralisée à l'aide de cette énergie se montre plus ou moins pertinente. Néanmoins, si le gisement énergétique se révèle essentiel dans la caractérisation de régions plus intéressantes que d'autres pour la production d'électricité, cette approche ne tient pour autant pas compte du potentiel des autres alternatives. Or, l'aide à la prise de décision, économique, technique ou politique, requiert nécessairement la mise en place d'une étude comparative, évaluant non seulement la qualité de la *solution photovoltaïque*, mais également celle des autres solutions existantes. De ce point de vue, nous avons, dans le chapitre 2, explicité les prédispositions supérieures de l'énergie photovoltaïque en regard des autres ressources renouvelables, dans le cas d'une électrification des zones rurales du pays. C'est pourquoi nous nous sommes limités, dans cette section, à l'analyse des composantes classiques de production d'électricité, au sein d'une approche multicritère couplant celles-ci au productible photovoltaïque, dans le but d'identifier les zones rurales de développement photovoltaïque (ZRDP).

4. On a l'irradiation solaire  $I = x \text{ kWh/m}^2 = 1 \text{ kW/m}^2 \times x \text{ heures}$ . L'énergie produite par un champ PV de 1 kWc est donc, dans les conditions STC (1 kW/m<sup>2</sup> et 25 °C), égale à l'irradiation solaire incidente.

### 5.4.1 Prise en compte des alternatives énergétiques classiques

Évaluer, pour un territoire donné, le potentiel des moyens classiques de production, en comparaison de celui de la technologie photovoltaïque, a consisté à caractériser ces derniers par des variables géographiques significatives, pouvant ensuite être comparées avec la carte du productible préalablement établie.

#### 5.4.1.1 Alternatives considérées et notion d'accessibilité énergétique

En matière de production ou de transport de l'électricité vers les zones isolées, les moyens traditionnels apparaissent somme toute limités (*cf.* section 1.2) ; dans notre cas, nous avons considéré, d'une part, le réseau électrique existant et les possibilités de son extension vers des aires habitées, et, d'autre part, les moyens de génération de faible taille comme les groupes électrogènes. Ces derniers représentent également des systèmes décentralisés, mais se basant sur des ressources fossiles, telles que le gazole dans le cas des groupes diesel ; cette dépendance en combustible apparaît ainsi indissociable de la possibilité d'acheminer ce dernier, et donc de l'existence et de la qualité des infrastructures de transport. Ces réseaux, électrique et routier, induisent tous les deux la notion d'*accessibilité énergétique*, l'un au regard de la plus ou moins grande proximité d'une source d'électricité, l'autre par rapport à une connexion logistique plus ou moins performante, permettant l'acheminement des combustibles des centres d'activité vers les différentes zones du pays.

Ce concept d'accessibilité ou d'isolement énergétique est particulièrement intéressant puisque, finalement, il ne nécessite pas de définir avec précision le système de production considéré, mais bien plutôt le vecteur énergétique associé. On peut ainsi imaginer élargir l'approche à tout type de systèmes, selon les données géographiques disponibles ; comme, par exemple, coupler une cartographie des ressources forestières avec celle du potentiel des outils de cuisson solaire, ou encore une cartographie des zones aquifères avec celle du potentiel photovoltaïque (pompage). En substance, l'analyse multicritère présentée ici a donc également dépendu des données géographiques disponibles, et mises à disposition par le CERD, et constitue une première approche, tout en ayant vocation à s'étoffer dans des études futures.

#### 5.4.1.2 Réseau électrique et extension

En première approximation, nous avons uniquement considéré le réseau électrique existant et les possibilités d'extension de celui-ci, c.-à-d. l'ajout de lignes électriques et de systèmes de transformation pour relier le maillage existant aux zones non électrifiées, et pas l'hypothèse de nouveaux moyens de production et sous-réseaux (Deichmann *et al.*, 2011). Si cette démarche se justifie dans le cadre de la définition du degré d'accessibilité énergétique des différentes zones du territoire, elle est également cohérente avec la dispersion des populations rurales de faible densité à travers le pays, pour lesquelles nous avons vu, dans le chapitre 1, que le paradigme des réseaux centralisés était peu adapté. Cette approche se résume alors, dans sa forme la plus simple, au calcul de la distance entre le réseau électrique et l'ensemble des points du territoire, dont Belward *et al.* (2011) ont, par ailleurs, déjà présenté un exemple à l'échelle du continent africain. Pour ce faire, nous avons utilisé la même méthode que dans le chapitre 3, à savoir assimiler localement l'ellipsoïde terrestre à une sphère de rayon de courbure totale  $R_T$ . À partir des données géographiques fournies par le CERD, comprenant lignes électriques, transformateurs et centrales (*cf.* chapitre 2), nous avons ainsi construit la cartographie de la distance au réseau, décrite sur la FIGURE 5.15.

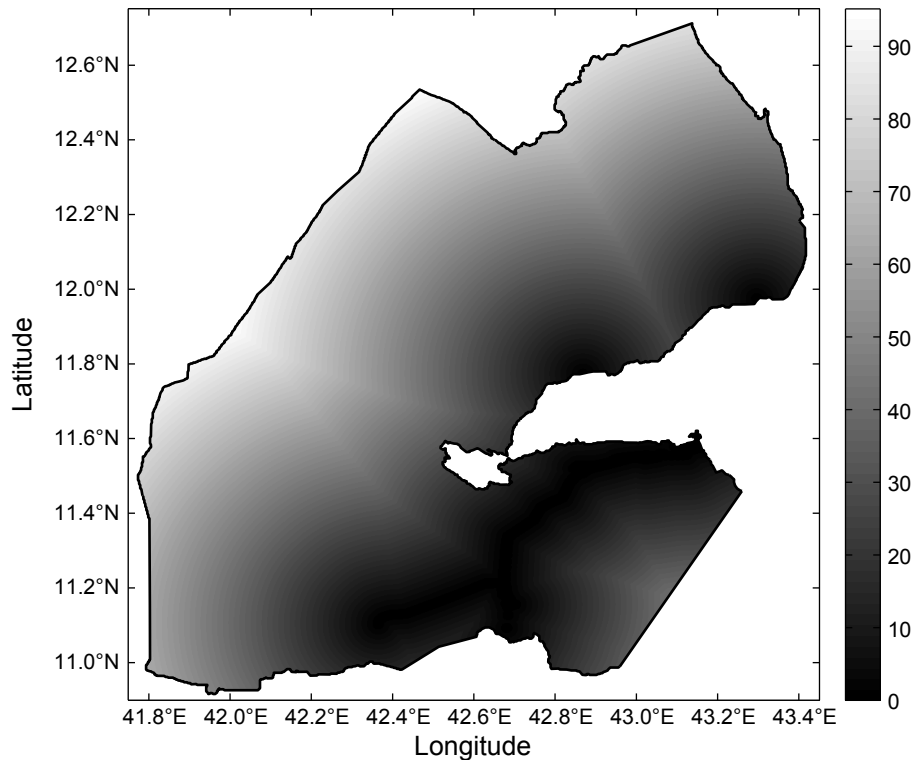


FIGURE 5.15 – Distance au réseau électrique (km).

### 5.4.1.3 Infrastructures routières et accessibilité

Comme nous l'avons décrit précédemment, la capacité à utiliser un système de génération électrique de faible taille en zone rurale, typiquement un groupe électrogène, dépend directement de la capacité à acheminer le combustible nécessaire au fonctionnement de ce dernier. Celle-ci repose donc sur l'existence d'infrastructures de transport, qui se limitent ici au réseau routier, de qualité permettant de relier l'ensemble des régions du territoire aux principaux centres urbains, par lesquels transitent les différentes ressources. Dans ce cas, l'accessibilité énergétique se confond donc avec l'accessibilité physique, que l'on peut exprimer par le *coût* de la distance entre une zone et un pôle d'activité donnés ; communément, ce coût est assimilé au temps minimal de trajet entre les deux points (Belward *et al.*, 2011 ; Nelson, 2008).

Afin d'évaluer la *distance temporelle* minimale entre deux points particuliers du territoire, nous avons appliqué un algorithme du plus court chemin, l'*algorithme de Dijkstra* (Even, 2012), aux données du réseau routier récupérées auprès du CERD. Pour ce faire, nous avons attribué à chaque type de route une vitesse moyenne maximale, correspondant au véhicule le plus rapide (automobile) : 60 km/h et 30 km/h respectivement pour les routes et pistes principales, et 15 km/h pour les pistes secondaires. En ce qui concerne toutes les zones dénuées d'infrastructure routière, nous avons, au vu des données disponibles, tenu compte d'une vitesse de 5 km/h, correspondant à l'allure moyenne d'un individu se déplaçant à pied. Nous avons ainsi pu retrouver les temps de trajet minimaux entre l'ensemble des points du pays et les villes sélectionnées, conduisant, au final, à l'élaboration de deux cartes d'accessibilité distinctes, l'une représentant le temps de trajet depuis les différentes préfectures (FIGURE 5.16A), et l'autre celui depuis la capitale (FIGURE 5.16B). Le pays vivant principalement des importations, et Djibouti-ville concentrant une grande majorité de la population du pays, cette dif-

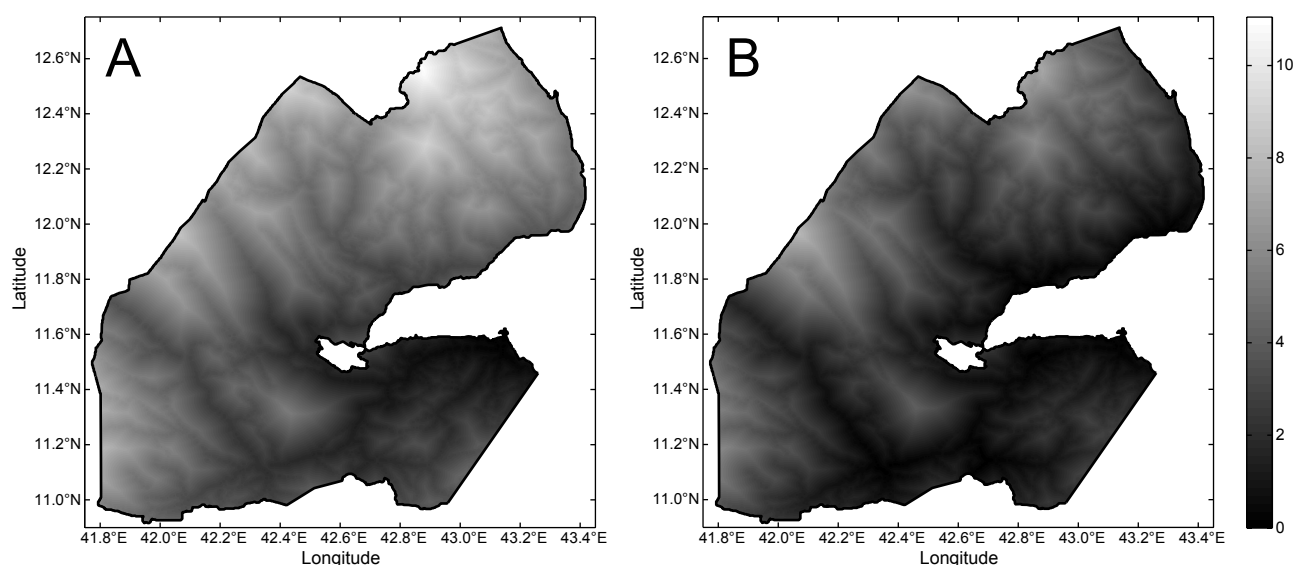


FIGURE 5.16 – Cartes d’accessibilité ou temps de trajet (heures) depuis (A) Djibouti-ville ; (B) les principaux centres d’activité du pays (préfectures + capitale).

férentiation a été faite dans le but de tenir compte de l’emprise manifeste exercée par la capitale sur les villes de l’intérieur en matière de stockage et de transit de l’ensemble des marchandises (Ahmed Aye, 2009).

### 5.4.2 Approche multicritère : évaluation des zones rurales de développement photovoltaïque

L’analyse multicritère a consisté dans l’association des différentes cartographies, ou filtres, ainsi élaborés, c.-à-d. le potentiel photovoltaïque, la distance au réseau, et le degré d’accessibilité vis-à-vis des principaux centres d’activité, afin d’évaluer les ZRDP. Ces dernières désignent des zones du territoire où l’exploitation de la technologie photovoltaïque pour l’électrification des populations rurales présente un degré de pertinence plus élevé que les autres solutions énergétiques évaluées. Substantiellement, une zone géographique apparaîtra donc d’autant plus intéressante qu’elle présentera un grand potentiel photovoltaïque et un isolement énergétique important, c.-à-d., dans le cas présent, une accessibilité réduite et une distance au réseau élevée.

TABLEAU 5.4 – Matrice de comparaison deux à deux des critères utilisés dans l’estimation du niveau de pertinence de l’alternative photovoltaïque.

Critère	Productible PV	Accès capitale	Accès préfectures	Distance au réseau
Productible PV	1	3	7	3
Accès capitale	1/3	1	5	1
Accès préfectures	1/7	1/5	1	1/5
Distance au réseau	1/3	1	5	1

Dès lors, une approche intéressante était de réaliser une évaluation quantitative de la contribution de chaque facteur dans l'estimation de la pertinence d'une zone, celle-ci étant ainsi mesurée par un indice compris entre 0 et 1, désignant respectivement un intérêt nul ou maximal. Une méthode bien adaptée à ce type de problème, et très souvent utilisée dans l'analyse géographique, est la moyenne des différents facteurs normalisés, pondérée par des poids exprimant l'importance de chacun des critères dans le processus final de décision (Eastman, 2005 ; Greene *et al.*, 2011). Typiquement, la normalisation de chaque facteur est réalisée vis-à-vis des bornes de l'intervalle dans lequel l'ensemble de ses valeurs se situe ; si  $C_j$  représente le  $j^{\text{ème}}$  critère, et  $C_{ij}$  la  $i^{\text{ème}}$  valeur de celui-ci, la valeur normalisée correspondante  $C'_{ij}$  est alors définie par la relation (Eastman, 2005 ; Şener *et al.*, 2006) :

$$C'_{ij} = \frac{C_{ij} - \min(C_j)}{\max(C_j) - \min(C_j)} \quad (5.58)$$

Afin de pouvoir appliquer cette méthode d'agrégation, il a ensuite été nécessaire d'attribuer un poids à chaque critère considéré ; pour ce faire, nous avons eu recours à la méthode AHP (*analytic hierarchy process*), qui permet de retrouver ces poids à partir d'une comparaison deux à deux de l'ensemble des critères (Eastman, 2005 ; Greene *et al.*, 2011 ; Saaty, 2005). Cette analyse se base sur une échelle de valeurs de 1 à 9 exprimant l'importance d'un critère vis-à-vis d'un autre, 1 signifiant une importance égale et 9 une extrême importance de l'un sur l'autre, à partir de laquelle on construit une matrice de comparaison deux à deux, telle que celle décrite par le TABLEAU 5.4 et utilisée dans la présente étude. Dans un premier temps, chaque critère est à égale importance avec lui-même, d'où les 1 dans la diagonale ; ensuite, on évalue la prépondérance d'un critère situé sur une ligne par rapport à celui situé sur la colonne au-dessus : à chaque entier entre 1 et 9 est donc associé l'inverse correspondant entre 1 et  $1/9$ . Pour notre étude, nous avons réalisé les assertions suivantes sur l'influence de chaque critère<sup>5</sup> :

- productible PV : importance modérée vis-à-vis du temps de trajet depuis Djibouti et de la distance au réseau (3), et importance très forte par rapport à l'accès aux préfectures (7) ;
- accès à Djibouti : plus important que l'accès aux préfectures (5), mais aussi essentiel que la distance au réseau (1) ;
- accès aux préfectures : beaucoup moins significatif que la distance au réseau ( $1/5$ ).

Dans le but de vérifier la validité de cette appréciation et de la matrice associée (TABLEAU 5.4), on calcule l'indice de consistance (CI) de cette dernière, puis le ratio de consistance (CR), rapport du CI de la matrice étudiée sur le CI moyen obtenu à partir de matrices du même ordre, mais dont les entrées sont totalement aléatoires (Coyle, 2004 ; Saaty, 1990). Ici, la matrice de comparaison possède un CR de 0,0272, soit une valeur inférieure à la limite admise  $CR = 0,1$  au-delà de laquelle la fiabilité de la matrice, et donc de notre jugement, serait considérée comme insuffisante (Coyle, 2004 ; Saaty, 1990). Enfin, les poids définitifs de chaque critère sont déterminés en retrouvant le vecteur propre principal de cette matrice (Eastman, 2005) ; dans notre cas, nous avons ainsi calculé les poids standardisés suivants : 0,528, 0,210, 0,052 et 0,210 respectivement pour le productible, l'accès à la capitale, l'accès aux préfectures et la distance au réseau.

5. Ces assertions dépendent évidemment des caractéristiques inhérentes à chaque territoire ; par exemple, il est très probable que, dans un pays développé, le potentiel PV soit un critère moins important que la distance au réseau, le raccordement apparaissant beaucoup plus simple à réaliser que dans un pays en développement.

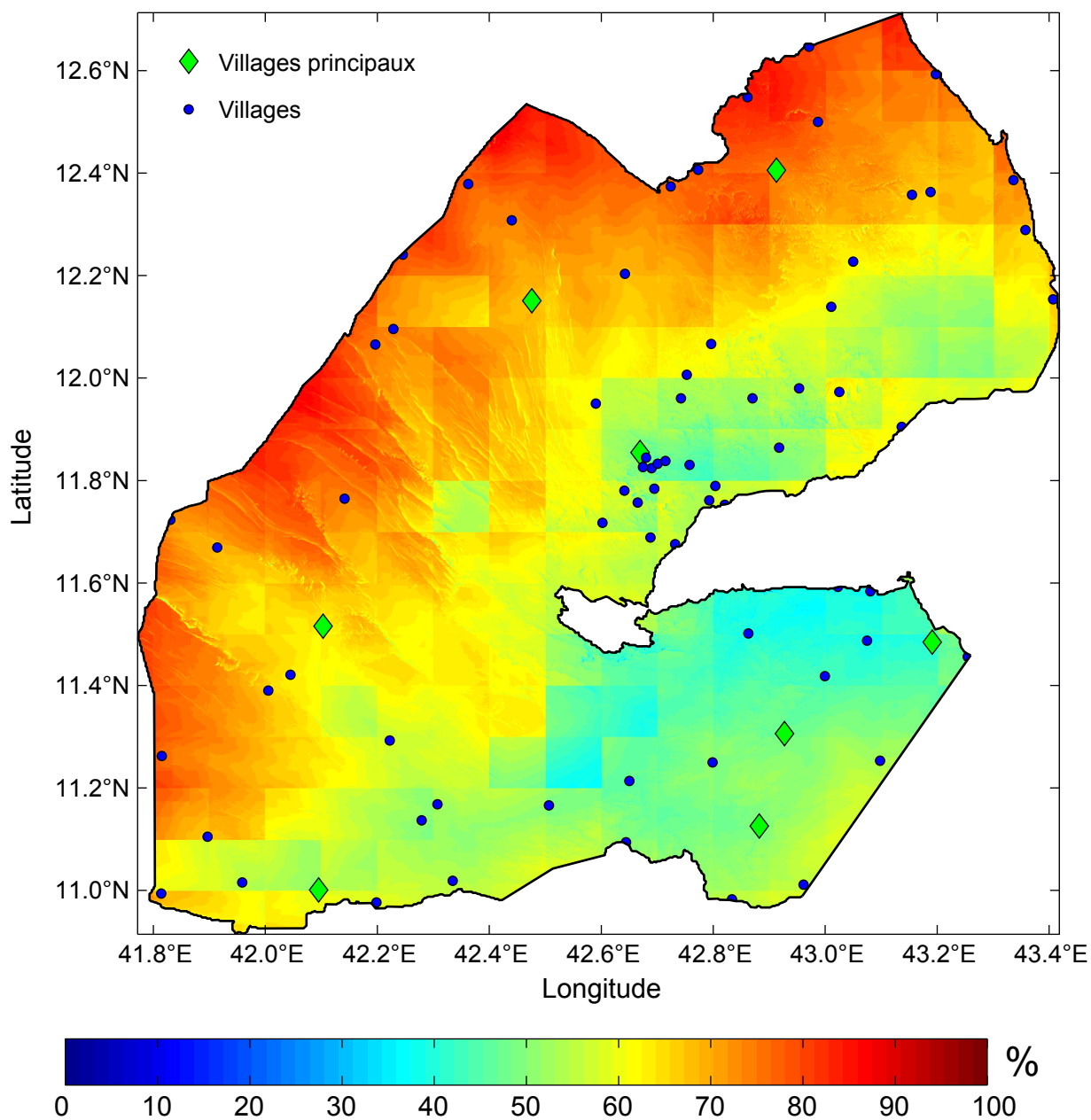


FIGURE 5.17 – Cartographie du degré de pertinence de la technologie photovoltaïque dans l’optique d’une électrification rurale décentralisée en République de Djibouti. Selon le niveau considéré, le recouplement des zones d’intérêt avec les zones de peuplement rural (ici assimilées aux villages) désigne les ZRDP du pays.

Nous avons ainsi construit la cartographie du degré de pertinence de l’énergie photovoltaïque destinée à l’électrification décentralisée des populations rurales de la République de Djibouti, présentée sur la FIGURE 5.17. Afin d’avoir un premier aperçu des ZRDP, en analysant la concomitance des zones peuplées avec celles où l’opportunité photovoltaïque est importante, nous avons également intégré à celle-ci l’ensemble des villages répertoriés par le CERD. Logiquement, on constate que le sud-est du pays, qui concentre les centres urbains (Djibouti-ville, Arta, Ali Sabieh) et le réseau électrique, et qui présente un potentiel PV plus faible, se révèle le moins intéressant en matière de

développement photovoltaïque (intérêt inférieur à 50 %). Toute la partie ouest du pays ainsi que la région située au-dessus du Ghoubbet El Kharâb, à l'exception du massif du Goda, présente en revanche un fort niveau d'opportunité (supérieur à 60 %), résultant du potentiel PV élevé et de l'éloignement avec la capitale et le réseau électrique. On peut ainsi considérer, en première approximation, que l'ensemble des zones habitées de ces deux régions constitue des ZRDP potentielles.

En conclusion, cette cartographie se veut être un outil d'aide à la prise de décision, en complément d'une carte du productible photovoltaïque qui s'érige davantage en outil technique. Dans une approche globale-locale, où l'analyse spatiale est utilisée pour cibler les zones dont les données temporelles du productible photovoltaïque pourront servir aux études dynamiques locales, celle-ci doit permettre de faciliter le travail de sélection des sites destinés à l'électrification photovoltaïque. Bien évidemment, elle reste également une première approche, avec tout ce qu'elle compte d'hypothèses simplificatrices, et est ainsi vouée à se nourrir de l'ensemble des futures données géographiques du pays qui seront amenées à être récoltées. De même, elle ne représente qu'un outil de présélection, la pertinence technico-économique d'un système PV autonome complet (modules + batteries) devant nécessairement être confirmée *a posteriori* à l'aide d'une modélisation dynamique.

## Conclusion

Si l'importance du gisement en combustibles nécessaires au fonctionnement des moyens de production traditionnels se montre suffisant pour juger de leur potentiel, à l'inverse, les caractéristiques particulières de la ressource solaire combinées à celles de la technologie photovoltaïque ne permettent pas de réaliser le même type d'assomption. En effet, la variabilité temporelle du rayonnement solaire, la géométrie du problème (position du soleil, angle d'incidence), la qualité de l'irradiation (directe ou diffuse) ou encore la température de fonctionnement modifient en permanence le rendement de conversion d'un module PV, qui ne fournit donc jamais l'énergie correspondant à sa puissance nominale. Dès lors, dans le but d'évaluer le productible effectif d'une région, il est également nécessaire, en plus de l'estimation du gisement solaire, de mesurer l'influence de ces paramètres sur la conversion photovoltaïque.

Pour cela, nous avons, d'une part, utilisé le modèle du SNL afin de déterminer la puissance instantanée en sortie d'un générateur PV, à partir du rayonnement incident dans le plan des modules et de la température de fonctionnement des cellules. Pour estimer cette dernière, nous avons également utilisé un modèle développé par le même laboratoire, formule analytique tenant compte du rayonnement incident et de la température ambiante. Nous avons donc, d'autre part, modélisé ces deux caractéristiques exogènes, en retrouvant le flux sur une surface inclinée à partir du potentiel solaire horizontal désagrégé, et en estimant la température ambiante à l'aide des données satellitaires de la température de surface, des mesures relevées sur le terrain par les stations temporaires et d'un réseau de neurones artificiels. De ce point de vue, nous avons développé une méthodologie permettant, malgré le relatif faible nombre de sites de mesures, de valider spatialement les estimations de la température de l'air, puis nous avons déterminé les profils journaliers moyens pour chaque mois de la période 2008-2011.

En définitive, l'ajout de ces différents filtres à la cartographie du gisement solaire désagrégé a permis de retrouver celle du productible photovoltaïque journalier sur le cycle de vie d'un système. Nous avons ainsi pu constater que ce dernier ne constituait plus que 77 % de l'énergie optimale récupérable, soit celle qui serait produite par un générateur PV neuf fonctionnant en permanence dans les conditions nominales de rayonnement et de température. En plus de cette cartographie, nous avons également développé le concept de ZRDP, basé sur le recoupement des zones de peuplement rural



et des zones où la technologie photovoltaïque apparaît plus adéquate que les ressources classiques pour électrifier les populations rurales. En substance, ces deux outils d'aide à la décision constituent la conclusion de cette étude de planification ; ils doivent en effet permettre de sélectionner *a priori* les sites sur lesquels, par la suite, la base de données spatiotemporelles du productible PV sera utilisée afin d'évaluer, par le biais d'une étude de dimensionnement, le niveau de faisabilité technico-économique d'un système photovoltaïque autonome complet.

## Conclusion générale

Les travaux développés au cours de cette thèse et présentés dans ce document se veulent non seulement des outils concrets destinés à la future politique énergétique de la République de Djibouti, mais également des pistes de réflexion pour l'avenir de la politique énergétique du continent africain, et de l'Afrique subsaharienne en particulier.

En substance, si le développement humain se révèle indissociable de l'électricité, l'accès à cette dernière nécessite également de tenir compte du contexte spécifique de la région, où la population est majoritairement rurale, très pauvre et dramatiquement peu électrifiée. La centralisation des moyens de production que l'on retrouve dans les pays développés, où, *a contrario*, la population est majoritairement urbaine et l'électrification pratiquement totale, se montre ainsi clairement moins adaptée au sous-continent. De la même façon, si les changements climatiques sont et seront une réalité pour un grand nombre des pays en développement, il n'apparaît pas non plus pertinent que leurs politiques soient calquées, par le biais de mesures internationales, sur celles des pays les plus développés, alors même que les responsabilités, notamment en matière d'émissions de GES, ne sont absolument pas partagées. À notre sens, le risque d'une telle approche est de ralentir d'autant plus le développement auquel les populations de ces pays ont droit, du fait de la mise en place de structures exogènes, qu'elles soient énergétiques, politiques, économiques ou sociales, inadaptées aux problématiques endogènes de ces derniers. De fait, nous pensons qu'il est préférable, en Afrique subsaharienne, de dissocier les énergies renouvelables de l'image qu'elles ont acquise après le premier choc pétrolier, c.-à-d. de les considérer avant tout comme des solutions parmi d'autres, et non pas exclusivement comme des alternatives *environnementales* aux moyens de production traditionnels. Dans ce cas, nous avons vu que, en raison de leurs caractéristiques intrinsèques (dispersion géographique, faible taille des systèmes, fiabilité), ces ressources pouvaient effectivement répondre de manière pertinente à la problématique de l'électrification décentralisée des populations rurales, et ainsi contribuer à réduire la pauvreté multidimensionnelle de celles-ci.

Afin d'étayer notre propos, nous avons concentré notre recherche sur la République de Djibouti, petit pays d'Afrique de l'Est dont les caractéristiques résument bien l'ensemble des défis inhérents à la région. Avec un réseau électrique couvrant uniquement les principaux centres urbains, un couvert végétal très faible ou encore des infrastructures routières limitées, l'isolement physique et énergétique des populations rurales du territoire apparaît particulièrement important et se traduit dans les faits par un délaissement et une pauvreté accrues en regard des populations urbaines. Dans ces conditions, il ap-

paraît primordial que la politique énergétique dépositaire des engagements internationaux, définis par la CCNUCC et le Protocole de Kyoto, n'occulte pas celle qui est essentielle à l'amélioration de la qualité de vie des habitants de ces zones isolées. En matière d'approvisionnement en énergie, nous avons ainsi vu qu'il existait différentes possibilités pour les régions rurales : l'expansion du réseau électrique national, les solutions décentralisées classiques, basées sur l'emploi de combustibles fossiles, ou l'utilisation des ressources renouvelables. La grande instabilité du réseau existant, le très faible taux d'électrification des villes principales, la densité de population réduite des zones rurales, le coût croissant du pétrole ou encore le couvert ligneux restreint sont autant de contraintes qui limitent les deux premières solutions et mettent en lumière les avantages techniques des systèmes renouvelables. Ceci est d'autant plus vrai que l'étude menée par Ahmed Aye (2009) a indiqué que ces derniers pouvaient *a priori* s'appuyer sur des potentiels solaire et géothermique relativement importants. Pour ce qui est de l'électrification décentralisée, nous avons par ailleurs montré que l'exploitation de l'énergie solaire via la technologie photovoltaïque (PV) était, de par sa dispersion, sa fiabilité et sa modularité, plus spécialement appropriée aux caractéristiques des populations rurales.

Dans le but d'évaluer la pertinence de la mise en place de systèmes photovoltaïques dans les zones rurales du pays, il était nécessaire, dans un premier temps, de quantifier et d'analyser la répartition spatiale de l'énergie solaire à travers le territoire. Aucune mesure au sol n'étant disponible, nous avons donc construit le premier atlas solaire de la République de Djibouti à partir des estimations issues du modèle satellite développé par le centre OSI SAF. Ce dernier produit les cartes horaires du rayonnement solaire global au sol, à la résolution de  $0,1^\circ$ , à partir de différents paramètres climatiques et, dans le cas d'un ciel nébuleux, des clichés effectués par le satellite météorologique MSG-2. Nous avons donc élaboré une procédure qui, en utilisant cette cartographie pour déterminer l'indice de clarté, nous a permis de retrouver l'irradiation globale horizontale au pas horaire sur la période 2008-2011. Afin d'évaluer la qualité du modèle utilisé et de l'atlas résultant, en comparant les données ainsi estimées à des mesures *in situ*, nous avons par ailleurs déployé, grâce à une collaboration entre l'Université de Corse et le Centre d'études et de recherche de Djibouti, un réseau temporaire de deux stations météorologiques, installées sur quatre sites différents à travers le pays entre 2010 et 2013. Les résultats de cette comparaison ont ainsi indiqué que les estimations de l'atlas présentaient une précision acceptable, située dans la fourchette observée dans la littérature, avec une erreur relative maximale égale à 8,05 % sur le pas journalier et à 17,04 % sur le pas horaire, ainsi qu'un coefficient de corrélation minimal de 0,8892. En fin de compte, la tendance qui se dégage de l'atlas montre que, avec une irradiation moyenne de  $5,87 \text{ kWh/m}^2$  par jour, le pays possède l'un des gisements solaires les plus importants au monde, par ailleurs très peu variable à travers le territoire (écart-type de  $0,229 \text{ kWh/m}^2$  jour) et dans le temps (entre  $5 \text{ kWh/m}^2$  jour et  $6,7 \text{ kWh/m}^2$  jour sur l'année).

Nous avons ensuite également développé une procédure, dite de *désagrégation*, permettant de tenir compte du relief de la région dans l'estimation finale du potentiel solaire, principalement pour améliorer l'information spatiale fournie par l'atlas originel, le modèle satellite utilisé ne tenant en effet pas compte initialement des interactions du rayonnement avec le sol. Pour cela, le traitement s'appuie sur l'utilisation d'un modèle numérique de terrain (MNT) à partir duquel on recalcule, pour chaque point, l'irradiation incidente effective en intégrant les effets d'ombrage (portion du ciel visible) et d'altitude (épaisseur de la couche atmosphérique traversée) au rayonnement retrouvé par le modèle satellite. Ce procédé se décompose ainsi selon les étapes suivantes : estimation de l'horizon autour du point considéré (évaluation du *masque* engendré par le relief) ; correction du rayonnement en altitude ; calcul de la fraction diffuse correspondante ; application des coefficients d'ombrage à chaque composante de l'éclairement (directe et diffuse). En outre, nous avons développé notre propre modèle pour retrouver l'horizon ; bien que d'autres, notamment intégrés aux logiciels SIG, existent déjà, celui-ci se

montre cependant plus efficient pour trois raisons : il est directement incorporé au processus de désagrégation, ce qui évite l'utilisation d'un programme externe ; il possède une base théorique le rendant généralisable à tout type de zone géographique ; ses performances se révèlent plus élevées que celles des modèles existants. Finalement, appliquée à Djibouti, cette approche indique une faible influence globale du relief, l'irradiation journalière moyenne passant ainsi de  $5,87 \text{ kWh/m}^2$  à  $5,84 \text{ kWh/m}^2$  ; néanmoins, la cartographie permet de constater, et c'est là l'un des objectifs principaux du procédé, que certains territoires présentent alors un potentiel plus limité. En conséquence, on retiendra que, dans le cas de régions éloignées de l'équateur ou montagneuses, l'ajout d'un *filtre topographique* à l'atlas solaire assure d'obtenir un outil d'aide à la décision plus performant.

Une fois l'importance et la répartition du potentiel solaire connues de manière optimale à travers le territoire, nous avons alors déterminé le productible photovoltaïque résultant en modélisant la puissance électrique produite par un générateur PV. De ce point de vue, le rendement de conversion d'un module est fonction de divers paramètres tels que les variations temporelles du flux solaire, la configuration géométrique du système (angle d'incidence), la part du rayonnement diffus ou la température de fonctionnement. Afin d'évaluer leur influence, nous avons d'abord utilisé le modèle développé par le SNL (*Sandia National Laboratories*), permettant de retrouver la puissance en sortie du générateur en fonction de ses caractéristiques nominales, du flux solaire incident dans le plan des modules et de la température de fonctionnement des cellules. Celle-ci est par ailleurs déterminée à l'aide d'une formulation analytique, également proposée par le SNL, dépendant du rayonnement incident et de la température ambiante. Nous avons donc, d'autre part, modélisé ces deux caractéristiques extrinsèques, le rayonnement dans le plan des modules étant déterminé à partir du flux solaire horizontal désagrégé, et la température étant retrouvée grâce à l'utilisation d'un réseau de neurones artificiels. Pour cela, ce dernier associe les estimations satellitaires de la température de surface, ainsi que diverses grandeurs secondaires (incertitude, angle solaire zénithal, longitude héliocentrique), aux mesures de la température ambiante relevées au niveau des stations météorologiques temporaires. Par ailleurs, en raison de la grande proportion de données satellitaires manquantes et de la couverture spatiotemporelle limitée des mesures *in situ*, nous avons préféré utiliser les moyennes mensuelles des profils journaliers de température. La cartographie définitive du productible journalier moyen indique alors une répartition spatiale équivalente à celle du potentiel solaire, mais montre également que, sur cycle de vie, les conditions réelles de fonctionnement et le vieillissement d'un module PV réduisent ses performances d'environ 25 % par rapport à l'énergie nominale disponible. Pour finir, cette thèse propose le concept de *zone rurale de développement photovoltaïque* (ZRDP), correspondant aux zones de peuplement rural où la solution photovoltaïque se révèle plus pertinente que d'autres, ici l'extension du réseau ou l'utilisation de moyens décentralisés classiques, dans l'optique d'une électrification. En substance, l'utilisation couplée de ces deux outils d'aide à la décision, l'atlas du productible et la localisation des ZRDP, doit permettre de sélectionner les sites où l'exploitation des systèmes PV est intéressante, leur niveau de faisabilité technico-économique devant ensuite être évalué au moyen d'une étude de dimensionnement locale.

Cette dernière assertion ouvre implicitement la voie aux travaux que nous serons amenés à mettre en œuvre par la suite, concernant la modélisation, au niveau des ZRDP du pays, du fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome sur cycle de vie. En effet, nous n'avons considéré ici que l'énergie à disposition en sortie du générateur PV, mais le coût d'un système complet est également fortement dépendant du stockage électrochimique (Hegedus et Luque, 2003) et de l'adéquation entre production et consommation (Thiaux, 2010). Une étude de dimensionnement des composants d'un système consiste alors à intégrer cette modélisation à une optimisation multiobjectif acceptant par

exemple 3 degrés de liberté (taille du générateur PV, taille du parc de batteries, inclinaison des modules), voire 4 dans le cas d'un système hybride (taille du groupe diesel). Celle-ci, en minimisant, d'une part, le délestage vers la charge alimentée, et, d'autre part, le coût global, permet alors de retrouver le système optimal, sur le plan technico-économique, pour alimenter une charge spécifique, et donne une idée définitive de la pertinence de celui-ci vis-à-vis d'autres alternatives dont le coût est également connu.

Sur le plan des différents modèles développés au cours de ces travaux, on peut aussi recenser les principales sources d'erreurs, dont découlent alors implicitement les évolutions futures destinées à améliorer les résultats obtenus. Ainsi, la qualité de l'atlas du productible photovoltaïque dépend d'un certain nombre de paramètres, parmi lesquels on peut citer, plus spécialement, la précision et la résolution du modèle satellite utilisé ainsi que celles du MNT, l'erreur commise sur le calcul de la fraction diffuse du rayonnement, ou encore la fidélité de l'estimation de la température de fonctionnement des modules considérés. Sur la période 2008-2011, les cartes du flux solaire instantané produites par le modèle OSI SAF possèdent ainsi une résolution spatiale de  $0,1^\circ$  et un pas de temps horaire ; désormais, depuis 2012, celles-ci affichent une résolution de  $0,05^\circ$ , proche de celle du satellite, mais toujours pas l'intervalle temporel d'acquisition d'une image (15 minutes). De plus, en matière d'erreur, si les estimations de l'atlas final présentent une précision proche de celles retrouvées dans la littérature, on peut cependant considérer que c'est le climat préférentiel de Djibouti qui compense la faible résolution spatiotemporelle de la cartographie du rayonnement. Par conséquent, dans le but d'accroître la qualité de l'estimation du potentiel solaire du pays, deux évolutions prioritaires sont l'amplification de la résolution spatiale de l'atlas originel et l'utilisation d'un modèle satellite sous-jacent de résolution temporelle plus élevée. Ensuite, en ce qui concerne la désagrégation, le principal vecteur d'erreur est l'évaluation de l'horizon, dont la qualité résulte avant tout de la précision et de la résolution du MNT utilisé. Si la première dépend de la région concernée, nous avons également vu qu'elle diminuait dans les zones où le relief affichait des discontinuités élevées (pentes fortes) et donc plus susceptibles de présenter des phénomènes d'ombrage importants. La résolution du MNT issu de la mission SRTM est pour l'instant égale à 3 secondes d'arc ( $\approx 90\text{ m}$  à l'équateur), et peut donc influencer sur la précision de l'horizon en fonction du terrain : elle est certainement suffisante dans le cas d'un relief peu accidenté ou d'un horizon lointain, mais moins dans le cas contraire (relief accidenté ou horizon proche). Une autre erreur réalisée se situe, en outre, dans l'estimation des fractions diffuse et circumsolaire du rayonnement, pour lesquelles nous avons utilisé des modèles génériques, non encore validés dans la région. Ainsi, en raison d'un ombrage direct prééminent, la surestimation ou la sous-estimation de la portion diffusée engendre respectivement une surestimation ou une sous-estimation du rayonnement global incident effectif ; à l'inverse, si la part circumsolaire du flux diffus est surestimée, la radiation globale tend alors à être sous-estimée. De même, le calcul de ces fractions influe sur l'estimation du productible photovoltaïque, les cellules d'un module ne convertissant effectivement pas avec le même rendement les parts directe et diffuse du rayonnement en électricité. Pour réduire cette erreur, il est alors envisageable de développer, à l'avenir, des modèles de décomposition du rayonnement global spécifiques à la région, ou bien de tester un ensemble de modèles existants et d'en extraire les plus performants. Subséquemment, l'évaluation du productible photovoltaïque est également perfectible du point de vue de la modélisation de la température de fonctionnement des modules. D'une part, si la formulation analytique utilisée ici est propre au panneau PV considéré, nous avons néanmoins tenu compte d'une vitesse de vent constante et égale à  $1\text{ m/s}$  ; or, l'estimation de cette dernière peut aussi permettre de mieux apprécier le refroidissement par convection naturelle. D'autre part, la précision des profils journaliers de la température ambiante est directement dépendante de la qualité du réseau de neurones développé, qui peut principalement être améliorée en considérant un échantillon

plus important, aussi bien sur le plan spatial que temporel, de mesures *in situ* auxquelles associer les données de température de surface. Pour terminer, on peut mettre en avant deux expérimentations à mener ultérieurement, destinées à éprouver la validité de la modélisation générale présentée dans ces travaux. Ainsi, en vue d'appréhender la précision réelle de la méthode globale de désagrégation, on peut envisager de comparer les estimations obtenues avec des mesures au sol relevées au niveau des zones les plus désagrégées du pays. De la même façon, afin de quantifier l'erreur finale commise sur le productible photovoltaïque, il pourra être intéressant d'équiper de capteurs de mesure un module fonctionnant en conditions réelles.

Par ailleurs, il est également intéressant de s'attarder sur la structure inhérente au marché de l'énergie photovoltaïque exposée à la fin du chapitre 2 ; celle-ci corrobore en effet notre analyse de la place des énergies renouvelables dans le contexte énergétique mondial, en se traduisant par une différence d'exploitation de ces ressources dans l'industrie et, par extension, dans la recherche. Avec un important déséquilibre entre les systèmes connectés au réseau et les systèmes autonomes, les premiers représentant plus de 98 % du marché, on constate que les recommandations du Protocole de Kyoto, conséquences des problématiques environnementales, ont conduit les pays développés à totalement considérer la technologie PV comme une alternative de remplacement aux moyens déjà existants. Une des difficultés engendrées par cette définition tacite du paradigme dans lequel les ressources renouvelables doivent s'insérer, c'est le biais introduit dans le monde scientifique ; nous avons ainsi vu, dans le chapitre 2, que cela se traduisait, dans le domaine de l'énergie PV, par un délaissement de cette recherche vis-à-vis des composants autres que les modules au sein des systèmes autonomes, en particulier les batteries. Or, si ces dernières représentent la part prépondérante du coût global d'un système isolé (Hegedus et Luque, 2003), elles sont également très dépendantes des conditions de fonctionnement, l'accroissement de 10 °C de la température réduisant notamment de moitié leur durée de vie (Magnor *et al.*, 2009). On entrevoit donc ici l'importance de développer la recherche en matière de stockage électrochimique, surtout dans le cas de l'Afrique subsaharienne où les climats sont majoritairement extrêmes et où l'isolement des populations rurales requiert des systèmes qu'ils soient particulièrement fiables.

Une planification rigoureuse de l'électrification rurale décentralisée doit, de notre point de vue, répondre à deux questions fondamentales : pourquoi et comment. Le fait que des systèmes autonomes existent déjà dans des zones rurales de Djibouti ou de l'ensemble de la région démontre que la réponse à la seconde constitue déjà une réalité, tout du moins en partie ; car la partie restante se révèle indissociable de la première question, dont nous avons montré que la réponse apparaissait biaisée par le cadre politique global. Ainsi, le fait que des systèmes PV autonomes soient installés sur le terrain, alors même que la problématique du stockage électrochimique en climat aride n'apparaît, par exemple, pratiquement pas étudiée, symbolise le décalage qui existe entre l'utilisation des *solutions renouvelables* et la conception que l'on peut en avoir. Cette approche pose alors nécessairement le problème de l'intégration de ces ressources dans le paysage énergétique des pays concernés, et donc la question fondamentale de la pérennité des moyens de production associés. Les défaillances très précoces de certains des systèmes PV autonomes que nous avons pu croiser en République de Djibouti, la plupart étant en outre financée par des bailleurs de fonds étrangers, sont là pour attester en partie de cette tendance. Par conséquent, si les études de planification apparaissent primordiales pour avaliser ou non la pertinence énergétique des ressources renouvelables, elles doivent également s'accompagner d'une définition précise des contours du cadre épistémologique utilisé pour le développement et l'exploitation de ces dernières.

En substance, via la problématique de l'électrification des populations rurales d'Afrique subsa-

harienne, nous avons voulu montrer, dans cette thèse, l'importance de se départir du contexte international, en considérant le développement humain comme le prisme majeur au travers duquel les problématiques locales doivent être abordées. Bien qu'imparfait, puisque représentatif d'une tentative de généralisation de notions individuelles (confort de vie, bonheur, etc.), l'indicateur associé possède malgré tout le mérite d'évaluer l'étendue des alternatives qui se présentent aux populations (éducation) et la capacité de celles-ci à les utiliser (santé, niveau de vie). Le niveau de celui-ci permet alors d'appréhender les causes essentielles donnant toute latitude aux pays industrialisés de repenser leur mode de développement, acquis librement au cours de l'histoire, mais dont les conséquences globales tendent aujourd'hui à supprimer la latitude des pays les plus pauvres à mettre en œuvre le leur. À l'heure actuelle, deux paradigmes s'opposent donc, avec, d'un côté, des pays développés et urbanisés, et, de l'autre, des pays subsahariens principalement pauvres et ruraux ; malgré cela, ils doivent, en définitive, pouvoir cohabiter, en utilisant ainsi leurs propres outils afin de limiter, pour les uns, l'impact sur leur environnement (développement durable) et accroître, pour les autres, le niveau de vie de leurs populations (développement humain).

En guise de réflexion personnelle, il apparaît important de noter que, en nous intéressant aux populations rurales d'Afrique subsaharienne, et notamment celles de Djibouti, nous avons tacitement considéré que celles-ci étaient sédentaires. Or, cette question mérite d'être posée, car le nomadisme, brièvement évoqué dans le chapitre 1, représente une réalité sociale de la région, et il ne nous appartient pas de juger du bien-fondé de la *sédentarisation forcée* (Aden Mohamed Dilleyta, 1989). En considérant donc les populations nomades dans leur organisation actuelle, il apparaît légitime qu'elles puissent acquérir, au même titre que les populations rurales sédentarisées, un niveau de développement humain supérieur, en ayant donc, de la même façon, accès à l'électricité. Néanmoins, la notion d'électrification induit avant tout l'emploi d'infrastructures fixes ; de ce point de vue, les moyens de production classiques comme les systèmes renouvelables, malgré leur possible faible taille, ne se montrent pas encore adaptés aux populations nomades. On peut faire là l'analogie avec les populations rurales sédentaires : de la même manière que l'électrification décentralisée peut en partie réduire l'exode de ces dernières vers les centres urbains (*cf.* chapitre 1), il serait intéressant de trouver des solutions, potentiellement renouvelables, donnant la possibilité aux populations nomades d'accéder à l'électricité tout en leur permettant de préserver leur mode de vie. Quels que soient les systèmes que l'on puisse alors imaginer, cela nous autorise surtout à conclure en mettant en avant l'une des thématiques principales de ce travail, et celle nous tenant à cœur : l'importance de la gestion éclairée des spécificités locales au sein d'un contexte global.

### **Aberration**

Phénomène astronomique résultant du déplacement de la Terre le long de son orbite, et modifiant la position apparente de la source d'origine du rayonnement (étoile, soleil).

### **Afrique subsaharienne**

Région se référant à tous les pays africains situés au sud du désert du Sahara, c.-à-d. à toute l'Afrique excepté les pays suivants : Algérie, Égypte, Lybie, Maroc, Sahara occidental, et Tunisie.

### **Agence internationale de l'énergie**

Agence créée en 1974 par les pays de l'OCDE à la suite du premier choc pétrolier, dans le but de mettre en œuvre un programme énergétique international. Elle est composée des pays suivants : Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Corée du Sud, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Nouvelle-Zélande, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Royaume-Uni, Slovaquie, Suède, Suisse, et Turquie.

### **Albédo de surface**

Fraction du rayonnement solaire global incident réfléchi par la surface terrestre dans l'ensemble des directions.

### **Albédo planétaire**

Part du rayonnement solaire incident réfléchi par le système Terre-atmosphère dans l'ensemble des directions.

### **Année tropique**

Année correspondant au cycle saisonnier ; intervalle de temps au cours duquel la longitude moyenne du soleil croît de 360° sur l'écliptique.

### **Centre d'études et de recherche de Djibouti**

Établissement public à caractère administratif composé de cinq instituts spécialisés dans la recherche scientifique, et rattaché au ministère des Affaires présidentielles et de la Promotion des investissements de la République de Djibouti.

### **Ciel clair**

Ciel pour lequel la nébulosité est nulle ou quasi nulle.



### **Conditions standards**

Conditions de référence de température et de rayonnement pour lesquelles sont mesurées les performances nominales d'un module photovoltaïque, et auxquelles on se reporte plus fréquemment sous le terme *conditions STC* (pour *standard test conditions*). Typiquement, dans l'industrie et la recherche, ces conditions sont les suivantes : température de cellule de 25 °C et rayonnement solaire AM1.5 égal à 1000 W/m<sup>2</sup>.

### **Conférence des Nations unies sur l'environnement et le développement**

Concertation internationale ayant réuni 179 pays à Rio de Janeiro en juin 1992, afin d'évaluer et de modifier l'impact de l'être humain sur son environnement. Aussi surnommée *Sommet de la Terre*.

### **Constante solaire**

Rayonnement solaire extraterrestre reçu par une surface normale à la direction des rayons, pour une distance Terre-soleil moyenne (1 UA).

### **Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques**

Traité international de coopération entre les pays établi en 1992, dans le cadre de la CNUED, dans un objectif de lutte contre le réchauffement planétaire et les dérèglements climatiques engendrés. Actuellement, cette convention regroupe 194 pays.

### **Désertification**

D'après la définition qui en a été donnée à Rio de Janeiro en 1992, elle correspond à « la dégradation des terres dans les écosystèmes arides, semi-arides et subhumides secs, résultant essentiellement de l'impact d'actions humaines adverses ».

### **Diffusion de Rayleigh**

Phénomène de diffusion du rayonnement solaire par les molécules gazeuses ou aérosols présents dans l'atmosphère.

### **Djibouti-ville**

Abus de langage désignant la ville de Djibouti et permettant de la distinguer du pays éponyme.

### **Durée attendue de scolarisation**

Nombre d'années de scolarisation dont un enfant en âge d'entrer à l'école peut espérer bénéficier si les taux de scolarisation par âge devaient rester inchangés tout au long de sa vie. Indicateur utilisé dans le calcul de l'IDH.

### **Durée d'insolation**

Selon l'organisation météorologique mondiale, elle représente, sur une période donnée, le temps durant lequel le rayonnement solaire direct dépasse 120 W/m<sup>2</sup> (exprimée en secondes ou en heures).

### **Durée moyenne de scolarisation**

Nombre moyen d'années d'instruction qui ont été dispensées aux personnes âgées de 25 ans et plus. Indicateur utilisé dans le calcul de l'IDH.

### **Écliptique**

Grand cercle de la sphère céleste représentant la trajectoire relative du soleil vis-à-vis de la Terre au cours de l'année, résultant du mouvement réel de celle-ci le long de son orbite.

**Énergie finale**

Forme d'énergie commercialisée et livrée au consommateur pour sa consommation finale (exemples : électricité livrée à l'abonné, essence à la pompe).

**Énergie primaire**

Énergie issue de ressources naturelles n'ayant subi aucune transformation, exploitées directement ou importées (exemples : pétrole brut, gaz naturel, uranium, biomasse, rayonnement solaire).

**Équateur céleste**

Grand cercle de la sphère céleste défini par l'intersection de celle-ci avec le plan équatorial terrestre.

**Espérance de vie ajustée à la santé**

Nombre moyen d'années qu'une personne peut espérer vivre en parfaite santé.

**Espérance de vie à la naissance**

Nombre d'années qu'un nouveau-né peut espérer vivre si les taux de mortalité ayant prévalu à sa naissance restent inchangés tout au long de sa vie. Indicateur utilisé dans le calcul de l'IDH.

**Facteur de nébulosité**

Facteur incluant l'ensemble des effets engendrés par la couverture nuageuse sur le rayonnement solaire, à savoir la transmittance de la couche elle-même ainsi que les multiples réflexions entre celle-ci et la surface.

**Gaz à effet de serre**

Gaz présents naturellement dans l'atmosphère, en majorité la vapeur d'eau et l'ozone. Cependant, les activités humaines ont contribué et contribuent à augmenter les concentrations respectives de certains d'entre eux, principalement le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>), le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et les halocarbures. Ces gaz atmosphériques, en proportion trop importante, sont, dès lors, devenus les premiers responsables du dérèglement climatique.

**Indice de développement humain**

Indice composite intégrant la santé, la scolarisation et les revenus, calculé par le PNUD et utilisé pour mesurer le niveau de développement d'un pays.

**Indice de pauvreté multidimensionnelle**

Indice composite couplant le nombre d'individus souffrant de pauvreté, dans les dimensions que sont la santé, l'éducation et le niveau de vie, et l'intensité de cette pauvreté. Sont considérés comme atteints de pauvreté multidimensionnelle, les ménages qui présentent un degré de privation pondéré de 33 % ou plus ; c.-à-d. ceux qui subissent des privations dans 2 à 6 des 10 indicateurs considérés dans la mesure globale.

**Loxodromie**

Courbe d'azimut  $\gamma$  constant entre deux points d'un ellipsoïde donné.

**Luminance**

Flux énergétique émis par une source dans une direction donnée, par unité d'aire de la surface d'émission normale à la direction, et par unité d'angle solide de la direction.

### **MNT SRTM-1**

Modèle numérique de terrain dérivé des données acquises durant la mission SRTM, dont la résolution spatiale est de 1 seconde d'arc en latitude et en longitude ( $\approx 30$  m à l'équateur).

### **MNT SRTM-3**

Modèle numérique de terrain déterminé en moyennant  $3 \times 3$  pixels du MNT SRTM-1, dont la résolution spatiale est donc de 3 secondes d'arc en latitude et en longitude ( $\approx 90$  m à l'équateur).

### **Nébulosité**

Fraction du ciel couverte par un ou plusieurs types de nuages ; *couverture nuageuse*.

### **Nutation**

Phénomène astronomique résultant principalement de l'action gravitationnelle de la Lune sur la Terre, et consistant en une oscillation périodique de l'axe de rotation terrestre autour de sa position moyenne, qui elle-même tourne autour du pôle de l'écliptique par précession ; il se décompose en un terme parallèle et un terme perpendiculaire à l'écliptique, respectivement la *nutations en longitude* et la *nutations en obliquité*.

### **Obliquité de l'écliptique**

Angle entre l'équateur céleste et l'écliptique résultant de l'inclinaison de l'axe de rotation terrestre.

### **Organisation pour la coopération et le développement économiques**

Organisation constituée en 1961 et succédant, sur le plan mondial, à l'Organisation Européenne de Coopération Économique (OECE) qui avait été mise en place pour administrer le plan Marshall. Elle regroupe les pays appartenant à l'IEA ainsi que le Chili, l'Estonie, l'Islande, Israël, le Mexique, et la Slovaquie.

### **Parité de pouvoir d'achat**

Taux de conversion monétaire permettant d'exprimer les pouvoirs d'achat des différentes monnaies au sein d'une unité commune.

### **Pays développés**

Selon les termes du PNUD, pays dont le développement humain est très élevé ( $IDH \geq 0.793$ ). Selon la définition de l'ONU, sont regroupés sous cette appellation les pays ou régions suivants : Japon, Canada, États-Unis, Australie, Nouvelle-Zélande, et Europe excepté les pays issus de l'ex-Yougoslavie. On les désigne aussi très souvent sous les noms de *pays industrialisés* ou, plus trivialement, de *pays riches*.

### **Pays en développement**

Pays dont le développement humain est faible, moyen ou élevé (PNUD) ou correspondant aux zones géographiques suivantes : Amérique latine, Caraïbes, Afrique, Asie excepté Japon et pays en transition, Océanie sauf Australie et Nouvelle-Zélande, et pays de l'ex-Yougoslavie. Aussi appelés *pays en voie de développement*.

### **Pays en transition**

D'après la définition de l'ONU, pays n'appartenant à aucune des deux catégories *pays développés* ou *pays en développement*. On regroupe sous cette dénomination les pays d'Europe de l'Est (Arménie, Biélorussie, Moldavie et Ukraine) ainsi que ceux de l'ex-URSS (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Kirghizistan, Russie, Tadjikistan, Turkménistan et Ouzbékistan).

**Pays les moins avancés**

Statut particulier officiellement reconnu par l'Organisation des Nations Unies, attribué à un certain nombre de pays possédant un IDH très faible et considérés comme les plus pauvres de la planète. Ce statut leur confère l'assurance d'une aide accrue de la part de la communauté internationale. Á l'heure actuelle, 48 pays sont reconnus comme PMA, parmi lesquels 33 pays africains, dont Djibouti, 14 pays asiatiques et 1 pays des Caraïbes.

**Point kilométrique 12**

Localité située à 12 km de la ville de Djibouti.

**Point vernal**

Point d'intersection de l'écliptique avec l'équateur céleste et correspondant à l'équinoxe de printemps.

**Précession**

Phénomène astronomique de dérive de l'axe de rotation terrestre engendré par l'influence gravitationnelle conjuguée de la Lune et du soleil sur le renflement équatorial de la Terre ; celui-ci consiste dans la rotation, sur une période de 26 000 ans, du pôle nord céleste autour du pôle nord de l'écliptique.

**Produit intérieur brut**

Somme des valeurs brutes injectées par tous les producteurs résidents dans l'économie, majorée des taxes et diminuée des subventions sur les produits, et exprimée en dollars internationaux (\$PPA) ; *PIB par habitant* : Produit Intérieur Brut divisé par la population totale sur la même période.

**Protocole de Kyoto**

Le Protocole de Kyoto est un accord international adopté à Kyoto le 11 décembre 1997 et lié à la CCNUCC, dont l'engagement principal est la réduction des émissions de GES par 37 pays industrialisés et la Communauté européenne (Article 3), et ce, afin de promouvoir le développement durable (Article 2). Par ailleurs, si, dans cette optique, les objectifs de l'accord encouragent indirectement ces pays à utiliser des ressources énergétiques alternatives, il est tout de même important de noter que l'alinéa 1) a) iv) de l'article 2 incite directement ces pays à « [la] recherche, [la] promotion, [la] mise en valeur et [l'] utilisation accrue de sources d'énergies renouvelables ». Á l'heure actuelle, 191 pays ont ratifié, accepté, accédé ou approuvé le protocole.

**Rayonnement global**

Rayonnement incident total, somme des composantes directe, diffuse et réfléchi, sur un plan quelconque (horizontal ou incliné) situé à la surface de la Terre.

**Rayonnement solaire AM1.5**

Rayonnement solaire dont la distribution spectrale est utilisée comme standard par la recherche et l'industrie pour mesurer les propriétés intrinsèques d'une cellule photovoltaïque ; celui-ci représente le flux global incident sur une surface orientée sud et inclinée à 37° pour un angle solaire zénithal de 48, 19°, correspondant à une masse d'air relative, ou *air mass* (AM), égale à 1,5.

**Réfectance**

Fraction du rayonnement incident réfléchi par une surface considérée, dont on peut caractériser la double anisotropie intrinsèque, cette dernière dépendant aussi bien de la direction du flux incident que de la direction du flux réfléchi, par le terme étendu de *réfectance bidirectionnelle*.

**Rétrodiffusion**

Phénomène de réflexion multiple du rayonnement solaire survenant entre le sol et les basses couches de l'atmosphère.

**Revenu national brut**

Revenu total d'une économie généré par sa production et les facteurs de production qu'elle détient, converti en dollars internationaux (\$PPA) ; *RNB par habitant* : Revenu National Brut divisé par la population en milieu d'année. Indicateur utilisé dans le calcul de l'IDH.

**Seconde d'arc**

Dans la mesure des angles, les subdivisions du degré sont mesurées en minutes et secondes ; 1 degré représente 60 minutes d'arc, et 1 minute est l'équivalent de 60 secondes d'arc.

**Sphère céleste**

Concept utilisé en astronomie et permettant de représenter la position des astres dans le ciel à l'aide d'un système de coordonnées consistant en une sphère centrée sur la Terre et de rayon quelconque.

**Taux brut de scolarisation**

Nombre d'élèves inscrits à un niveau spécifique d'enseignement, tous âges confondus, exprimé en pourcentage de la population totale d'âge légal d'entrée au même niveau d'enseignement.

**Taux d'alphabétisation des adultes**

Pourcentage des personnes âgées de 15 ans et plus sachant lire et écrire, en la comprenant, une phrase simple sur leur vie quotidienne.

**Taux d'électrification**

Part de la population d'un pays ou d'une région ayant accès à l'électricité, exprimée en pourcentage.

**Taux de mortalité chez les adultes**

Probabilité qu'une personne âgée de 15 ans décède avant son soixantième anniversaire, exprimée pour 1000 adultes.

**Taux de mortalité infantile**

Probabilité qu'un enfant décède avant son premier anniversaire, exprimée pour 1000 naissances vivantes.

**Transmittance**

Part du rayonnement incident transmise au travers d'un milieu considéré, ici l'atmosphère.

**Unité astronomique**

Distance moyenne séparant la Terre du soleil ( $1,496 \times 10^8$  km).

**Zone de convergence intertropicale**

Ceinture nuageuse, accompagnée de pluies et parfois d'orages, entourant le globe terrestre à proximité de l'équateur.

**Zone rurale de développement photovoltaïque**

Zone rurale pour laquelle l'électrification des populations à l'aide de la technologie photovoltaïque se révèle *a priori* la plus pertinente parmi l'ensemble des solutions énergétiques disponibles.

## Liste des acronymes

- AC** courant alternatif
- AHP** *analytic hierarchy process*
- AM** *air mass*
- ASTM** *American Society for Testing and Materials*
- BC<sub>a</sub>** *bias-corrected and accelerated*
- BIPV** *building integrated photovoltaics*
- BT** basse tension
- CC** coefficient de corrélation
- CCNUCC** Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques
- CEC** *California Energy Commission*
- CERD** Centre d'études et de recherche de Djibouti
- CGIAR-CSI** *Consortium for Spatial Information*
- CI** indice de consistance
- CLIMED** *Climatic Synthetic Time Series for the Mediterranean Belt*
- CNUED** Conférence des Nations unies sur l'environnement et le développement
- CR** ratio de consistance
- CSP** solaire à concentration
- DC** courant continu
- DISED** Direction de la statistique et des études démographiques
- DNI** rayonnement direct normal
- EDAM-Énergie** enquête énergie auprès des ménages djiboutiens
- EDD** Électricité de Djibouti
- EGM96** *Earth Gravitational Model 1996*
- EPIA** *European Photovoltaic Industry Association*
- ESA** Agence spatiale européenne
- EUMETSAT** Organisation européenne pour l'exploitation des satellites météorologiques
- GES** gaz à effet de serre
- HT** haute tension
- IDH** indice de développement humain
- IEA** Agence internationale de l'énergie
- IEA-PVPS** *IEA - Photovoltaic Power Systems Programme*
- INOCT** *installed nominal operating cell temperature*
- InSAR** radar interférométrique à synthèse d'ouverture
- IPM** indice de pauvreté multidimensionnelle
- LML** *low and mid latitudes*
- LSA SAF** *SAF on Land Surface Analysis*

- LST** *land surface temperature*
- MBE** *mean bias error*
- MDC** *matching DC/DC converter*
- MNT** *modèle numérique de terrain*
- MPP** *maximum power point*
- MPPT** *maximum power point tracking*
- MSE** *mean square error*
- MSG** *Meteosat seconde génération*
- MT** *moyenne tension*
- NASA** *National Aeronautics and Space Administration*
- NDVI** *normalized difference vegetation index*
- NGA** *National Geospatial-Intelligence Agency*
- NOCT** *nominal operating cell temperature*
- NREL** *National Renewable Energy Laboratory*
- NWC SAF** *Nowcasting and very short range forecasting SAF*
- OCDE** *Organisation pour la coopération et le développement économiques*
- OMM** *Organisation météorologique mondiale*
- ONU** *Organisation des Nations unies*
- OSI SAF** *Ocean & Sea Ice Satellite Application Facility*
- PIB** *produit intérieur brut*
- PK12** *point kilométrique 12*
- PMA** *pays les moins avancés*
- PNUD** *Programme des Nations unies pour le développement*
- PPA** *parité de pouvoir d'achat*
- PV** *photovoltaïque*
- RMBE** *relative mean bias error*
- RMSE** *root mean square error*
- RNB** *revenu national brut*
- RRMSE** *relative root mean square error*
- SAF** *Satellite Application Facility*
- SAM** *System Advisor Model*
- SEVIRI** *Spinning Enhanced Visible and Infrared Imager*
- SHS** *solar home system*
- SIG** *système d'information géographique*
- SNL** *Sandia National Laboratories*
- SPS** *solar PV pico system*
- SRTM** *Shuttle Radar Topography Mission*
- SSI** *Surface Solar Irradiance*
- STC** *standard test conditions*
- TCL** *théorème central limite*
- THT** *très haute tension*
- TVX** *temperature-vegetation index*
- UA** *unité astronomique*
- WGS84** *World Geodetic System 1984*
- WVS** *World Vector Shoreline*
- ZCE** *zone de charge d'espace*
- ZCIT** *zone de convergence intertropicale*
- ZRDP** *zone rurale de développement photovoltaïque*

## Nomenclature

$AM$	masse d'air relative	$b'$	coefficient empirique exprimant l'influence du refroidissement éolien sur la température de fonctionnement d'un module PV [s/m]
$AM_a$	masse d'air absolue	$b_0, \dots, b_5$	coefficients empiriques utilisés dans la fonction $f_2(\theta_i)$
$A$	albédo planétaire	$b_\beta$	demi-petit axe de l'ellipse résultant de la projection orthogonale d'un cercle sur un plan
$a$	coefficient d'absorption d'une cellule PV	$d$	constante dépendant du type d'aérosol
$a$	demi-grand axe de l'ellipsoïde [m]	$d'$	constante dépendant du type d'aérosol
$a'$	coefficient empirique exprimant l'influence du rayonnement sur la température de fonctionnement d'un module PV	$C$	valeur binaire mesurée par SEVIRI
$a_0, \dots, a_4$	coefficients empiriques utilisés dans la fonction $f_1(AM_a)$	$C'_{ij}$	$i^{\text{ème}}$ valeur normalisée du $j^{\text{ème}}$ critère $C_j$
$a_\beta$	demi-grand axe de l'ellipse résultant de la projection orthogonale d'un cercle sur un plan	$C_0, C_1$	coefficients de correction en rayonnement du courant $I_{mp}$
$A_c$	albédo de la couche nuageuse	$c_1$	coefficient de calibrage de SEVIRI [mW m <sup>-2</sup> sr <sup>-1</sup> (cm <sup>-1</sup> ) <sup>-1</sup> ]
$A_s$	albédo de surface	$c_2$	coefficient de calibrage de SEVIRI [mW m <sup>-2</sup> sr <sup>-1</sup> (cm <sup>-1</sup> ) <sup>-1</sup> ]
$A_{ray}$	albédo de Rayleigh	$C_2, C_3$	coefficients de correction en rayonnement de la tension $V_{mp}$
$c$	constante dépendant du type d'aérosol atmosphérique	$C_j$	$j^{\text{ème}}$ critère
$c'$	constante dépendant du type d'aérosol	$C_{I_{mp}}$	coefficient de correction en température du courant $I_{mp}$ [°C <sup>-1</sup> ]
$B$	coefficient de conversion spectrale bande étroite/bande large	$C_{I_{cc}}$	facteur de correction en température du courant de court-circuit [°C <sup>-1</sup> ]
$b$	demi-petit axe de l'ellipsoïde [m]		



$C_{ij}$	$i^{\text{ième}}$ valeur du $j^{\text{ième}}$ critère $C_j$	$f_1(AM_a)$	fonction polynômiale empirique reliant l'influence du spectre solaire sur le rayonnement efficace à la masse d'air absolue $AM_a$
$C_{V_{mp}}$	coefficient de correction en température de la tension $V_{mp}$ [V/°C]	$f_2(\theta_i)$	fonction polynômiale empirique décrivant l'influence de l'angle d'incidence $\theta_i$ sur le rayonnement efficace
$C_{V_{co}}$	facteur de correction en température de la tension de circuit ouvert [°C <sup>-1</sup> ]	$f_{aniso}$	facteur d'anisotropie
$d$	paramètre empirique intervenant dans le calcul de l'albédo de surface	$f_{cs}$	fraction du rayonnement diffus considérée comme circumsolaire
$ds$	élément de longueur d'une courbe quelconque de l'ellipsoïde [m]	$F_{Hay}$	facteur de clarté de Hay
$ds_m$	élément de longueur d'une courbe quelconque de l'ellipsoïde selon le méridien [m]	$FF$	facteur de forme d'une cellule ou d'un module PV
$ds_p$	élément de longueur d'une courbe quelconque de l'ellipsoïde selon le parallèle [m]	$\hat{G}$	rayonnement global horizontal désagrégé [W/m <sup>2</sup> ]
$E$	population totale des erreurs (RMSE) commises sur l'estimation d'un horizon vis-à-vis de l'horizon idéal	$\hat{G}_\beta$	rayonnement global désagrégé sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]
$e$	excentricité de l'ellipsoïde	$\hat{G}_{b,\beta}$	rayonnement direct désagrégé sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]
$E_0$	constante solaire [1367 W/m <sup>2</sup> ]	$\hat{G}_b$	rayonnement direct horizontal prenant en compte l'ombrage [W/m <sup>2</sup> ]
$e_\beta$	excentricité de l'ellipse résultant de la projection orthogonale d'un cercle sur un plan	$\hat{G}_{d,\beta}$	rayonnement diffus désagrégé sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]
$E_{mpg}$	énergie maximale produite par un générateur PV [Wh]	$\hat{G}_d$	rayonnement diffus horizontal prenant en compte l'ombrage [W/m <sup>2</sup> ]
$E_{mpg}^{t_f}$	énergie maximale moyenne fournie par un générateur PV sur son cycle de vie $t_f$ [Wh]	$\hat{G}_{r,\beta}$	rayonnement réfléchi désagrégé sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]
$\hat{F}$	échantillon d'observations tirées aléatoirement au sein d'une population $F$	$G$	rayonnement global horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
$F$	population quelconque d'observations	$G^*$	rayonnement global incident de référence utilisé pour mesurer les caractéristiques nominales d'une cellule ou d'un module PV [W/m <sup>2</sup> ]
$f$	aplatissement de l'ellipsoïde	$G_0$	rayonnement extraterrestre sur un plan horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
$f(S)$	fonction quelconque de la pente $S$ d'un pixel MNT	$G_\beta$	rayonnement global incident sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]
$F_0$	radiation solaire extraterrestre effective [W/m <sup>2</sup> ]	$G_b$	rayonnement direct horizontal [W/m <sup>2</sup> ]

$G_c$	rayonnement global horizontal en ciel clair [W/m <sup>2</sup> ]	$I_{cc}^*$	courant de court-circuit nominal d'une cellule ou d'un module PV [A]
$G_d$	rayonnement diffus horizontal [W/m <sup>2</sup> ]	$I_{mpg}$	courant fourni par un générateur PV au MPP [A]
$G_e$	rayonnement efficace dans le plan des modules [W/m <sup>2</sup> ]	$I_{mp}$	courant produit par une cellule ou un module PV au MPP [A]
$G_{b,\beta}$	rayonnement direct incident sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]	$I_{mp}^*$	courant nominal fourni par une cellule ou un module PV au MPP [A]
$G_{b,n}$	rayonnement direct normal [W/m <sup>2</sup> ]	$I_{ph}$	photocourant généré par une jonction <i>pn</i> sous illumination [A]
$G_{d,cs}$	rayonnement diffus circumsolaire sur un plan horizontal [W/m <sup>2</sup> ]	$I_{sh}$	courant traversant la résistance de shunt [A]
$G_{d,iso}$	rayonnement diffus isotrope sur un plan horizontal [W/m <sup>2</sup> ]	$j$	quantième du jour de l'année
$G_{d,\beta,cs}$	rayonnement circumsolaire incident sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]	$k$	constante de Boltzmann [1,381 × 10 <sup>-23</sup> J/K]
$G_{d,\beta,iso}$	rayonnement diffus isotrope incident sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]	$k_c$	indice de ciel clair
$G_{d,\beta}$	rayonnement diffus incident sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]	$k_d$	fraction diffuse (rapport de la portion du rayonnement diffus sur le rayonnement global)
$G_{NOCT}$	rayonnement de référence utilisé pour la mesure du NOCT [W/m <sup>2</sup> ]	$k_t$	indice de clarté
$G_{r,\beta}$	rayonnement réfléchi par le sol sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]	$L$	latitude isométrique d'un point donné de l'ellipsoïde [rad]
$H$	fonction de Heaviside	$L$	luminance mesurée par le canal visible de SEVIRI [W m <sup>-2</sup> sr <sup>-1</sup> ]
$H$	altitude orthométrique [m]	$L_{sc}$	luminance réduite
$h$	hauteur ellipsoïdale [m]	$M$	coefficient de conversion spectrale bande étroite/bande large
$\hat{I}$	irradiation globale horizontale désagrégée [Wh]	$m$	coefficient d'absorption de la couverture nuageuse
$I$	courant généré par une cellule ou un module PV [A]	$m_0$	fraction du jour (UTC) correspondant au midi solaire du lieu terrestre considéré
$I$	irradiation globale sur un plan horizontal [Wh/m <sup>2</sup> ]	$m_1$	fraction du jour (UTC) correspondant au lever de soleil
$I_0$	courant de saturation d'une diode [A]	$m_2$	fraction du jour (UTC) correspondant au coucher de soleil
$I_d$	courant produit par une diode sous une certaine tension [A]	$M_p$	nombre de chaînes, composées de $M_s$ modules, connectés en parallèle au sein d'un générateur PV
$I_{cc}$	courant de court-circuit d'une cellule ou d'un module PV [A]		

## Nomenclature

$M_s$	nombre de modules connectés en série dans chacune des $M_p$ chaînes d'un générateur PV	$R_{MNT}^y$	résolution métrique d'un MNT selon l'axe y [m]
$\vec{n}_m$	normale à une surface plane quelconque	$r_b$	facteur de conversion du rayonnement direct sur une surface inclinée
$\vec{n}$	normale à l'ellipsoïde	$R_s$	résistance série d'une cellule PV [ $\Omega$ ]
$N$	grande normale à l'ellipsoïde [m]	$R_T$	rayon de courbure totale de la sphère d'approximation d'un ellipsoïde donné [m]
$n$	facteur de qualité d'une diode	$R_{MNT}$	résolution spatiale du MNT considéré [rad]
$N_p$	nombre de chaînes, composées de $N_s$ cellules, connectées en parallèle au sein d'un module PV	$R_{nb}$	réflectance à bande étroite (réponse spectrale du radiomètre)
$N_s$	nombre de cellules connectées en série dans chacune des $N_p$ chaînes d'un module PV	$R_{s,module}$	résistance série d'un module PV [ $\Omega$ ]
$P$	plan horizontal centré sur un point donné de l'ellipsoïde	$R_{sh,module}$	résistance de shunt d'un module PV [ $\Omega$ ]
$P$	puissance fournie par une cellule ou un module PV [W]	$R_{sh}$	résistance de shunt d'une cellule PV [ $\Omega$ ]
$p$	pression atmosphérique [Pa]	$S$	penne ( <i>slope</i> ) d'un point donné d'un MNT
$p_0$	pression atmosphérique au niveau de la mer [Pa]	$S_b$	facteur d'ombrage direct
$p_i, p_{i+1}$	arêtes verticales du $i$ ème polygone élémentaire composant l'horizon	$S_d$	facteur d'ombrage diffus sur un plan horizontal
$P_{mpg}$	puissance maximale fournie par un générateur PV [W]	$S_{di-i+1,\beta}$	facteur d'ombrage diffus engendré par un polygone élémentaire sur un plan incliné
$P_{mp}$	puissance maximale fournie par une cellule ou un module PV [W]	$S_{di-i+1}$	facteur d'ombrage diffus engendré par un polygone élémentaire sur un plan horizontal
$P_{mp}^*$	puissance nominale d'une cellule ou d'un module PV [W]	$T$	température de jonction d'une cellule PV [K]
$q$	charge électrique d'un électron [ $1,602 \times 10^{-19}$ C]	$T_1$	transmittance atmosphérique soleil-surface sans prise en compte des multiples réflexions entre la surface et la couche atmosphérique basse
$\vec{r}_i$	direction du rayonnement solaire incident	$T_2$	transmittance atmosphérique sur le chemin soleil-nuage-satellite
$R$	réflectance à bande large (spectre solaire)	$T_a$	température ambiante [ $^{\circ}$ C]
$r$	variable aléatoire suivant une loi normale centrée en 0	$T_a$	transmittance de l'atmosphère en ciel clair
$R_{MNT}^x$	résolution métrique d'un MNT selon l'axe x [m]		

$T_c$	température de fonctionnement d'une cellule ou d'un module PV [°C]	$V_d$	facteur de visibilité du ciel
$T_c$	transmittance de la couverture nuageuse	$V_d$	tension aux bornes d'une diode [V]
$t_f$	durée de vie d'un générateur PV [an]	$V_{co}$	tension de circuit ouvert d'une cellule ou d'un module PV [V]
$T_L$	facteur de trouble atmosphérique de Linke	$V_{co}^*$	tension de circuit ouvert nominale d'une cellule ou d'un module PV [V]
$T_m$	température de la face arrière d'un module PV [°C]	$V_{d,i}$	facteur de visibilité de la portion de ciel correspondant au ième polygone élémentaire
$t_n$	temps discret utilisé dans la modélisation de la dégradation des performances d'un module PV [an]	$V_{mpg}$	tension aux bornes d'un générateur PV au MPP [V]
$T_s$	température de surface [°C]	$V_{mp}$	tension aux bornes d'une cellule ou d'un module PV au MPP [V]
$T_2'$	transmittance atmosphérique sur le chemin soleil-surface-satellite	$V_{mp}^*$	tension nominale aux bornes d'une cellule ou d'un module PV au MPP [A]
$T_{a,NOCT}$	température ambiante de référence utilisée dans la mesure du NOCT [°C]	$\bar{x}'$	valeur estimée moyenne
$T_{bc}$	transmittance atmosphérique sous la couverture nuageuse	$\bar{x}$	valeur mesurée moyenne
$T_{c,NOCT}$	température nominale de fonctionnement d'une cellule ou d'un module PV (NOCT) [°C]	$x'_i$	ième valeur estimée
$T_{cl}$	facteur de nébulosité	$x_i$	ième valeur mesurée
$T_c^*$	température de fonctionnement de référence utilisée pour mesurer les caractéristiques nominales d'une cellule ou d'un module PV [°C]	$Y$	numéro d'une ligne dans l'image satellite totale du disque observé par le radiomètre SEVIRI
$U_L$	coefficient global de déperditions thermiques d'un module PV [ $Wm^{-2}K^{-1}$ ]	$z$	altitude en coordonnées horizontales (correspondant à la hauteur orthométrique) [m]
$U_{L,NOCT}$	coefficient global de déperditions thermiques d'un module PV fonctionnant au NOCT [ $Wm^{-2}K^{-1}$ ]	$z_0$	altitude de référence utilisée au sein du modèle radiatif [m]
$U_o$	contenu atmosphérique en ozone	$\alpha$	élévation angulaire d'un point de l'horizon [rad]
$U_v$	colonne atmosphérique de vapeur d'eau	$\alpha^s$	élévation angulaire de l'horizon dans la direction de l'azimut solaire [rad]
$V$	tension aux bornes d'une cellule ou d'un module PV [V]	$\alpha_\beta$	élévation angulaire de la ligne d'horizon induite par l'inclinaison d'une surface (phénomène d' <i>auto ombrage</i> ) [rad]
$V$	visibilité horizontale [km]	$\alpha_i$	sommet (élévation angulaire) de la ième arête d'un polygone élémentaire composant l'horizon [rad]
$v$	vitesse du vent [m/s]	$\alpha_s$	élévation angulaire du soleil [rad]

$\alpha_s^0$	élévation angulaire du soleil au lever et au coucher [rad]	$v$	temps sidéral apparent à Greenwich [rad]
$\alpha_s^*$	élévation angulaire vraie du soleil (après correction de la réfraction) [rad]	$v(j)$	facteur de correction de l'orbite terrestre
$\beta$	angle d'inclinaison d'une surface [rad]	$v_0$	temps sidéral apparent à Greenwich à 0:00 UTC [rad]
$\Delta T$	différence de température entre la face arrière et les cellules d'un module PV [°C]	$\omega$	angle horaire local géocentrique [rad]
$\Delta t$	intervalle de temps entre le début de la séquence d'acquisition de l'image du disque terrestre par SEVIRI et l'acquisition d'une ligne de celle-ci [s]	$\omega'$	angle horaire local topocentrique [rad]
$\delta$	déclinaison géocentrique [rad]	$\omega_0$	angle horaire correspondant à la hauteur du soleil au lever et au coucher [rad]
$\delta'$	déclinaison topocentrique [rad]	$\Phi$	azimut relatif entre le soleil et le satellite [rad]
$\Delta\alpha_{ref}$	facteur de correction de la réfraction atmosphérique [rad]	$\varphi$	latitude géographique [rad]
$\Delta\lambda$	largeur d'une matrice MNT rectangulaire [rad]	$\psi$	ascension droite géocentrique [rad]
$\delta(T_c)$	tension thermodynamique de chaque cellule d'un module PV à la température $T_c$ [V]	$\psi_0$	ascension droite géocentrique à 0:00 UTC [rad]
$\Delta\varphi$	hauteur d'une matrice MNT rectangulaire [rad]	$\rho$	rayon de courbure principale, dans la direction du méridien de l'ellipsoïde [m]
$\delta_0$	déclinaison géocentrique à 0:00 UTC [rad]	$\rho_\beta$	distance entre le centre et la circonférence de l'ellipse résultant de la projection orthogonale d'un cercle sur un plan
$\Delta_{WGS84-EGM96}$	ondulation du géoïde EGM96 vis-à-vis de l'ellipsoïde WGS84 [m]	$\sigma$	écart-type d'une population donnée
$\varepsilon$	obliquité de l'écliptique [rad]	$\sigma^2$	variance d'une population donnée
$\eta_c$	rendement de conversion électrique d'une cellule ou d'un module PV	$\tau$	coefficient de transmission du panneau avant d'un module PV
$\gamma$	azimut d'un point de l'horizon [rad]	$\tau(z)$	épaisseur optique de l'atmosphère
$\gamma_i$	azimut de la $i$ ème arête d'un polygone élémentaire composant l'horizon [rad]	$\tau_d$	taux annuel de dégradation de la puissance fournie par un module PV [ $\text{an}^{-1}$ ]
$\gamma_m$	azimut d'une surface [rad]	$\theta$	paramètre d'une population donnée
$\gamma_s$	azimut du soleil [rad]	$\hat{\Theta}$	statistique d'une population donnée
$\lambda$	longitude géographique [rad]	$\hat{\theta}$	paramètre d'un échantillon issu d'une population donnée
$\mu$	moyenne d'une population donnée	$\theta_i$	angle d'incidence du rayonnement sur une surface plane quelconque [rad]
		$\theta_s$	angle solaire zénithal [rad]
		$\theta_{\gamma_i}$	angle entre le zénith et le sommet du $i$ ème polygone élémentaire [rad]

$\theta_\gamma$	angle entre le zénith et un point de l'horizon dans la direction $\gamma$	[rad]
$\theta_{s,ref}$	angle solaire zénithal pour lequel est déterminé l'albédo de surface $A_s$ par le LSA SAF	[rad]
$\theta_{sat}$	angle zénithal du satellite	[rad]
$\xi$	coefficient d'abaissement de la température de l'air avec l'altitude	[0,0065 °C/m]



## Table des figures

1.1	Évolution des concentrations atmosphériques des principaux gaz à effet de serre au cours des 2000 dernières années, en parties par million (ppm) et parties par milliard (ppb). D'après Forster <i>et al.</i> (2007). . . . .	7
1.2	Schématisation du développement durable. . . . .	9
1.3	Indice de développement humain (Klugman, 2011). . . . .	12
1.4	Population vivant sans électricité dans le monde en 2009 (Biol, 2006, 2011). . . . .	19
1.5	Évolution de l'IDH avec la consommation d'électricité par tête (2009). . . . .	21
1.6	Implication de l'électricité dans les indicateurs de l'IPM (Klugman, 2010). . . . .	22
1.7	Schématisation des types d'électrification A. Électrification centralisée, inspirée du réseau installé en Grande-Bretagne (Freris et Infield, 2008) B. Électrification décentralisée. . . . .	28
2.1	Localisation et carte administrative de la République de Djibouti (United Nations, 2012a). . . . .	39
2.2	Réseau électrique et réseau routier principal en République de Djibouti (données EDD et CERD). . . . .	44
2.3	Évolution de la capacité photovoltaïque installée (a) et de la production annuelle de cellules/modules (b) dans le monde entre 2000 et 2011 (Jäger-Waldau, 2012). . . . .	55
2.4	Système photovoltaïque connecté au réseau. . . . .	56
2.5	Exemple d'architecture d'un système photovoltaïque autonome, pouvant s'hybrider avec l'apport d'un groupe électrogène, dans lequel les éléments de production/stockage sont connectés à un bus DC et la charge à alimenter (consommateur) à un bus AC (Thiaux, 2010). . . . .	57
2.6	Évolution du rapport connecté/non connecté au sein des systèmes PV installés entre 1992 et 2011 dans les pays de l'IEA-PVPS (International Energy Agency, 2012). . . . .	59



3.1	Zone balayée par le radiomètre SEVIRI embarqué sur les satellites MSG (canaux 1 à 11), dans sa position nominale au-dessus de l'équateur ( $0^\circ$ de latitude) à $0^\circ$ de longitude. Cliché réalisé le 3 novembre 2013 lors de l'éclipse de Soleil au-dessus du continent africain (EUMETSAT, 2013). . . . .	69
3.2	Principe détaillé du processus de production des données SSI par le centre OSI SAF.	70
3.3	Grille géographique LML, à la résolution de $0,1^\circ$ , utilisée pour la projection des données SSI (A) et exemple de cartographie du rayonnement solaire ( $W/m^2$ ), correspondant au 29 mars 2009 09:22:50 UTC (B), au niveau de la République de Djibouti. . .	76
3.4	Position du soleil dans les coordonnées horizontales du lieu terrestre considéré. . . .	80
3.5	Sphère céleste où sont représentés les coordonnées équatoriales géocentriques du soleil ( $\psi$ et $\delta$ ), les coordonnées géographiques du lieu d'observation considéré à la surface de la Terre ( $\lambda$ et $\varphi$ ), le temps sidéral à Greenwich $v$ , l'angle horaire local $\omega$ et l'obliquité vraie de l'écliptique $\varepsilon$ . . . . .	81
3.6	Indice de clarté $k_t$ , interpolé linéairement entre les points originels issus du modèle OSI SAF, et rayonnement extraterrestre $G_0$ pour un pixel LML et un jour donnés, à partir desquels est estimé le rayonnement $G$ ; l'irradiation globale $I$ , journalière et horaire (pointillés rouges), est déduite de ce dernier après intégration entre le lever et le coucher de soleil (aire sous la courbe). . . . .	84
3.7	Position des quatre sites ayant constitué le réseau temporaire de stations météorologiques à travers le territoire djiboutien. ( <i>Crédit photographique : A. Khaireh et B. Pillot</i> ) . . . . .	86
3.8	Diagrammes de dispersion de l'irradiation globale mensuelle (a), journalière (b) et horaire (c) estimée vis-à-vis de celle mesurée pour chaque site; y sont représentés la droite de régression (en noir) et son équation, la droite identité $y = x$ (pointillés rouges), et le coefficient de détermination. . . . .	92
3.9	Carte annuelle de l'irradiation journalière moyenne ( $kWh/m^2$ jour) en République de Djibouti pour la période 2008-2011. . . . .	96
3.10	Cartographie des moyennes mensuelles de l'irradiation journalière ( $kWh/m^2$ jour) en République de Djibouti pour la période 2008-2011. . . . .	97
4.1	Procédure de désagrégation des cartes SSI horaires issues du modèle OSI SAF (en noir, les données d'entrée, en rouge, les données compilées, et en bleu, les données de sortie). Chaque partie grisée du bloc de calcul correspond à une section dans le texte.	105
4.2	(a) Dalle MNT SRTM-3 utilisée pour la prise en compte de l'influence du relief (altitude en mètres), et issue du site du CGIAR-CSI. (b) Ondulations du géoïde EGM96 vis-à-vis de l'ellipsoïde WGS84 pour la zone considérée (en mètres). . . . .	107
4.3	Éllipsoïde de révolution WGS84 utilisé pour le repérage géographique du MNT issu de la mission SRTM. Celui-ci est généré à partir de la rotation d'une ellipse de demi-petit axe $b$ et de demi-grand axe $a$ (en vert) autour de l'axe $z$ . . . . .	109
4.4	Représentation de l'horizon, engendré par la topographie du terrain, dans les coordonnées horizontales ( $\gamma, \alpha$ ) du plan $P$ centré en $A$ . . . . .	111
4.5	Vue en coupe de la surface ellipsoïdale dans la direction $AB$ . . . . .	112
4.6	Azimut $\gamma$ d'une courbe quelconque tracée sur l'ellipsoïde, calculé à partir des éléments de longueur le long du méridien ( $ds_m$ ) et du parallèle ( $ds_p$ ) (Bossler, 2012). . .	114

4.7	Construction de l'horizon vu depuis le point A d'un MNT. . . . .	115
4.8	Diagramme en boîte de l'erreur commise vis-à-vis de l'horizon idéal, en fonction de l'étendue de la zone de recherche utilisée et du temps de calcul moyen associé. . . .	119
4.9	Principe de fonctionnement d'un théodolite, appareil permettant de mesurer avec précision l'azimut $\gamma$ et l'élévation angulaire $\alpha$ d'un point donné. . . . .	120
4.10	Prédiction de l'erreur réalisée sur le calcul d'un horizon, engendrée par la précision du MNT SRTM-3 utilisé. Au-dessus, le diagramme de corrélation entre la RMSE prédite par notre méthode et la RMSE mesurée sur les 10 horizons du TABLEAU 4.1. En-dessous, un exemple comparatif des horizons mesurés et estimés par notre modèle sur les sites de Corte et du Tavignano, le premier présentant une erreur faible et le second une erreur élevée. . . . .	124
4.11	Fonction de Heaviside des élévations angulaires du soleil $\alpha_s^*$ et de l'horizon $\alpha^{\%}$ dans la direction de l'azimut solaire $\gamma_s$ : calcul du facteur d'ombrage direct. . . . .	131
4.12	Projection d'un objet polygonal sur l'hémisphère : calcul du facteur d'ombrage diffus horizontal $S_d$ dans le cas isotrope ; d'après Quaschnig et Hanitsch (1998). . . . .	132
4.13	Carte annuelle de l'irradiation journalière moyenne ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ jour) en République de Djibouti pour la période 2008-2011, avec prise en compte de la désagrégation (modèle de Erbs. <i>et al.</i> ). . . . .	136
5.1	Schéma de principe d'une cellule photovoltaïque qui, lorsqu'elle est exposée à un rayonnement, produit un courant $I$ sous une tension $V$ (Gray, 2003 ; Thiaux, 2010). .	141
5.2	Comparaison entre les spectres solaires AM0 et AM1.5 et la réponse spectrale relative d'une cellule PV en silicium polycristallin (American Society for Testing and Materials, 2012 ; Fraunhofer ISE, 2014). . . . .	142
5.3	Exemple de caractéristique I-V d'une cellule PV en silicium monocristallin, et évolution de la puissance électrique $P$ associée (Fraunhofer ISE, 2014). Sont indiqués les points de fonctionnement remarquables, à savoir le courant de court-circuit $I_{cc}$ , la tension de circuit ouvert $V_{co}$ et le MPP ( $I_{mp}$ , $V_{mp}$ ) ; le facteur de forme $FF$ est égal au rapport des aires des deux rectangles. . . . .	143
5.4	Circuits électriques équivalents d'une cellule PV : modèle simple (a) et double diode (b). . . . .	145
5.5	Encapsulation typique d'une matrice de $N_p \times N_s$ cellules PV (ici, $N_p = 1$ et $N_s = 20$ ) entre deux couches de résine EVA (éthylène-acétate de vinyle) au sein d'un module (Labouret et Viloz, 2006 ; Tobías <i>et al.</i> , 2003). . . . .	146
5.6	Exemple d'évolution de la caractéristique I-V d'un module PV industriel avec (A) la température (rayonnement constant égal à $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ ; distribution spectrale AM1.5) et (B) le rayonnement (température constante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) (Labbé, 2006 ; Photowatt, 2007). .	147
5.7	Modélisation de l'évolution de la température de fonctionnement d'un module PV installé au sol avec le rayonnement incident, pour une vitesse de vent constante et égale à $1 \text{ m/s}$ ; comparaison entre le modèle du SNL et les modèles NOCT (a) et INOCT (b). Paramètres empiriques et NOCT/INOCT du module étudié : $a' = -3,537$ ; $b' = -0,0721$ ; $\Delta T = 3 \text{ }^\circ\text{C}$ ; NOCT = $47 \text{ }^\circ\text{C}$ ; INOCT = NOCT - $3 \text{ }^\circ\text{C} = 44 \text{ }^\circ\text{C}$ . . . . .	155
5.8	Angle d'incidence $\theta_i$ entre la direction $\vec{r}_i$ du rayonnement solaire et la normale $\vec{n}_m$ d'une surface, inclinée d'un angle $\beta$ et orientée d'un angle $\gamma_m$ . . . . .	158

5.9	<i>Auto ombrage</i> provoqué par une surface inclinée d'un angle $\beta$ et orientée d'un angle $\gamma_m$ ; la ligne d'horizon de référence s'en trouve modifiée <i>derrière</i> le plan incliné, avec une élévation non plus nulle mais égale à $\alpha_\beta$ . La projection de la portion visible de l'hémisphère sur la surface est dans ce cas égale à $\pi/2(1 + \cos\beta)$ . . . . .	160
5.10	(A) Architecture générale d'un réseau multicouche de neurones artificiels de type <i>feedforward</i> , possédant une couche de $P$ neurones <i>paramètres</i> en entrée, $n$ couches cachées de $H$ neurones et une couche de $T$ neurones <i>cibles</i> en sortie ; chaque neurone se projette sur l'ensemble des neurones de la couche suivante au moyen de connexions synaptiques possédant un certain poids $w$ . (B) Exemple d'architecture d'un réseau à 3 couches, où 4 nœuds de la couche d'entrée $i$ sont reliés à 8 nœuds cachés de la couche $j$ via des connexions de poids $v_{ji}$ , eux-mêmes se projetant sur un nœud de la couche de sortie $k$ au travers de connexions de poids $u_{kj}$ . . . . .	168
5.11	Description du principe de généralisation spatiale employé dans cette étude : pour un nombre donné $H$ de neurones cachés, l'apprentissage de chaque réseau s'effectue à l'aide d'un échantillon composé des données correspondant à 3 stations, puis est utilisé pour estimer la température ambiante à partir des données de la station restante. Ces différentes estimations, issues de la compilation des paramètres d'entrée par chacun des 4 réseaux, sont alors réunies au sein d'un même échantillon de <i>validation spatiale</i> que l'on peut ensuite comparer avec la totalité des mesures <i>in situ</i> . . . . .	172
5.12	RMSE et coefficient de corrélation entre les estimations de l'échantillon de validation spatiale et les mesures relevées par les stations, en fonction du nombre de neurones composant la couche cachée du réseau. . . . .	173
5.13	Exemple de profil journalier moyen de température pour le mois d'août (Ali Sabieh) ; le profil estimé final est déterminé en lissant le profil originel à l'aide d'une régression linéaire locale. . . . .	175
5.14	Cartographie de l'énergie journalière moyenne (kWh/kWc .jour) produite par un générateur photovoltaïque sur son cycle de vie (20 ans) en République de Djibouti ; celui-ci est composé de modules au silicium polycristallin orientés plein sud et inclinés à la latitude du lieu. . . . .	180
5.15	Distance au réseau électrique (km). . . . .	183
5.16	Cartes d'accessibilité ou temps de trajet (heures) depuis (A) Djibouti-ville ; (B) les principaux centres d'activité du pays (préfectures + capitale). . . . .	184
5.17	Cartographie du degré de pertinence de la technologie photovoltaïque dans l'optique d'une électrification rurale décentralisée en République de Djibouti. Selon le niveau considéré, le recoupement des zones d'intérêt avec les zones de peuplement rural (ici assimilées aux villages) désigne les ZRDP du pays. . . . .	186
A.1	Détail de l'agencement typique de chaque station déployée en République de Djibouti.	239
B.1	Brochure commerciale du module Suntech Power STP200-18/Ud (IBC SOLAR, 2010).	243

## Liste des tableaux

1.1	Rapport réserves exploitables estimées - consommation annuelle (2007) des principales ressources fossiles et fissile mondiales, d'après Ben Ahmed <i>et al.</i> (2011). . . . .	7
1.2	Estimation des ressources annuelles en énergies renouvelables, d'après Ben Ahmed <i>et al.</i> (2011). . . . .	10
1.3	Émissions de CO <sub>2</sub> sur cycle de vie des centrales électriques à combustible fossile ou renouvelables. D'après l'exemple japonais (Hondo, 2005). . . . .	11
1.4	Consommations annuelles d'énergie primaire et d'électricité, et émissions annuelles de CO <sub>2</sub> par région en fonction du niveau de développement. . . . .	14
2.1	État du développement humain en République de Djibouti (Central Intelligence Agency, 2013 ; Malik, 2013). . . . .	41
2.2	Description des principales spécificités techniques du réseau électrique djiboutien, d'après Ahmed Aye (2009). . . . .	45
2.3	Sources d'énergies utilisées et consommées annuellement par les ménages djiboutiens urbains et périurbains de la capitale et des principales villes de l'intérieur du pays, d'après Mounir Badar (2004a). . . . .	46
3.1	Description des quatre sites composant le réseau temporaire de stations météorologiques déployé entre avril 2010 et mai 2013 en République de Djibouti. . . . .	87
3.2	Comparaison entre les données estimées et mesurées de l'irradiation globale horizontale. . . . .	90
3.3	Caractéristiques principales des cartes des moyennes mensuelles de l'irradiation globale journalière sur Djibouti pour la période 2008-2011. . . . .	96
4.1	Comparaison entre horizons mesurés et estimés au travers de notre modèle, Carnaval et le module r.horizon du logiciel GRASS GIS, pour 10 sites en Corse. . . . .	121
4.2	Caractéristiques principales de la cartographie des moyennes mensuelles de l'irradiation globale journalière sur Djibouti pour la période 2008-2011, avec prise en compte de la désagrégation. . . . .	137
5.1	Caractéristiques des échantillons utilisés pour l'apprentissage du réseau de neurones artificiels. . . . .	171

5.2	Comparaison entre les profils journaliers moyens estimés de la température ambiante et ceux issus des mesures correspondantes. . . . .	175
5.3	Caractéristiques principales de la cartographie du productible photovoltaïque journalier en République de Djibouti. . . . .	181
5.4	Matrice de comparaison deux à deux des critères utilisés dans l'estimation du niveau de pertinence de l'alternative photovoltaïque. . . . .	184
A.1	Précision, résolution et plage de valeurs des capteurs intégrés à chaque station (Davis Instruments, 2013). . . . .	240
A.2	Caractéristiques techniques du pyranomètre (Davis Instruments, 2010). . . . .	240
A.3	Capacité de stockage de l'enregistreur de données (Davis Instruments, 2008). . . . .	240
B.1	Valeurs des paramètres du modèle Sandia pour le module Suntech Power STP200-18/Ud (NREL, 2014). . . . .	241

## Bibliographie

- ADAMO, F., ATTIVISSIMO, F., DI NISIO, A. et SPADAVECCHIA, M. (2011). Characterization and testing of a tool for photovoltaic panel modeling. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 60(5):1613–1622. 146, 149
- ADEN MOHAMED DILLEYTA (1989). Les Afars : la fin du nomadisme. *Politique Africaine*, 34:51–62. 24, 194
- AHMED, M. (2001). Communication nationale initiale de la République de Djibouti à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Rapport technique, Ministère de l’habitat, de l’urbanisme, de l’environnement et de l’aménagement du territoire, Djibouti, République de Djibouti. 16, 38, 40, 42
- AHMED AYE, F. (2009). *Intégration des énergies renouvelables pour une politique énergétique durable à Djibouti*. Thèse de doctorat, Université de Corse. 3, 22, 36, 37, 43, 44, 45, 47, 48, 49, 53, 60, 61, 62, 66, 98, 154, 177, 184, 190, 215
- AL RASHIDI, M., AL HAJRI, M., EL NAGGAR, K. et AL OTHMAN, A. (2011). A new estimation approach for determining the I-V characteristics of solar cells. *Solar Energy*, 85(7):1543 – 1550. 149
- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (2012). Terrestrial reference spectra for photovoltaic performance evaluation. <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/> (visité le 01/01/2014). 142, 213
- ANASTASIO, T. J. (2010). *Tutorial on Neural Systems Modeling*. Sinauer. 166, 168, 169, 170, 173, 174
- ANDEREGG, W. R. L., PRALL, J. W., HAROLD, J. et SCHNEIDER, S. H. (2010). Expert credibility in climate change. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 107(27):12107–12109. 8
- ANDERSON, A. J. (1996). Photovoltaic translation equations : a new approach. Rapport technique, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA. 149, 150, 151

- ANDREWS, R. W., POLLARD, A. et PEARCE, J. M. (2012). Improved parametric empirical determination of module short circuit current for modelling and optimization of solar photovoltaic systems. *Solar Energy*, 86(9):2240 – 2254. 149, 150, 151
- ARVIZU, D., BALAYA, P., CABEZA, L. F., HOLLANDS, T., JÄGER-WALDAU, A., KONDO, M., KONSEIBO, C., MELESHKO, V., STEIN, W., TAMAURA, Y., XU, H. et ZILLES, R. (2011). Direct solar energy. In *IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation*, chapitre 3. Cambridge University Press, Cambridge, U.K. and New York, NY, USA. 51
- ATTIVISSIMO, F., ADAMO, F., CARULLO, A., LANZOLLA, A. M. L., SPERTINO, F. et VALLAN, A. (2013). On the performance of the double-diode model in estimating the maximum power point for different photovoltaic technologies. *Measurement*, 46(9):3549 – 3559. 145, 146, 149
- AVRIL, S., MANSILLA, C., BUSSON, M. et LEMAIRE, T. (2012). Photovoltaic energy policy : Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. *Energy Policy*, 51(0):244–258. 59
- BELWARD, A., BISSELINK, B., BÓDIS, K., BRINK, A., DALLEMAND, J.-F., de ROO, A., HULD, T., KAYITAKIRE, F., MAYAUX, P., MONER-GIRONA, M., OSSENBRINK, H., PINEDO, I., SINT, H., THIELEN, J., SZABÓ, S., TROMBONI, U. et WILLEMEN, L. (2011). Renewable energies in Africa. Rapport technique, European Commission - Joint Research Center, Ispra, Italy. 182, 183
- BEN AHMED, H., MULTON, B. et THIAUX, Y. (2011). *Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité*. Techniques de l'ingénieur, Paris, France. 7, 9, 10, 15, 18, 29, 51, 215
- BENALI, A., CARVALHO, A., NUNES, J., CARVALHAIS, N. et SANTOS, A. (2012). Estimating air surface temperature in portugal using MODIS LST data. *Remote Sensing of Environment*, 124(0): 108 – 121. 165
- BERGOUGNOUX, J. (2001). *Le secteur électrique : du monopole à la concurrence*. Techniques de l'Ingénieur, Paris, France. 24, 25
- BERMEJO, P., PINO, F. J. et ROSA, F. (2010). Solar absorption cooling plant in seville. *Solar Energy*, 84(8):1503–1512. 52
- BEYER, H. G., COSTANZO, C. et HEINEMANN, D. (1996). Modifications of the heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images. *Solar Energy*, 56(3):207 – 212. 67, 93
- BIROL, F. (2006). World energy outlook 2006. Rapport technique, International Energy Agency - Economic Analysis Division, Paris, France. 9, 19, 211
- BIROL, F. (2011). World energy outlook 2011. Rapport technique, International Energy Agency - Office of the Chief Economist, Paris, France. 15, 19, 23, 27, 211
- BOGDANSKI, N., HERRMANN, W., REIL, F., KÖHL, M., WEISS, K.-A. et HECK, M. (2010). PV reliability (cluster II) : results of a german four year joint project - part II, results of three years module weathering in four different climates. In *Proceedings of the 25<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and the 5<sup>th</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pages 4339 – 4443, Valencia, Spain. 178

- BOSCH, J., BATLLES, F., ZARZALEJO, L. et LÓPEZ, G. (2010). Solar resources estimation combining digital terrain models and satellite images techniques. *Renewable Energy*, 35(12):2853–2861. 103, 104, 128, 135
- BOSSER, P. (2012). Géométrie de l'ellipsoïde. École nationale des sciences géographiques - Département positionnement terrestre et spatial. 95, 108, 113, 114, 116, 212
- BRANO, V. L., ORIOLI, A., CIULLA, G. et GANGI, A. D. (2010). An improved five-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(8):1358 – 1370. 144, 149
- BRIEGLEB, B. P., MINNIS, P., RAMANATHAN, V. et HARRISON, E. (1986). Comparison of regional clear-sky albedos inferred from satellite observations and model computations. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, 25:214–226. 73, 164
- BRISSE, A., BORGNE, P. L., MARSOUIN, A. et MOREAU, T. (1994). Surface irradiances calculated from Meteosat sensor data during SOFIA-ASTEX. *International Journal of Remote Sensing*, 15(1): 197–203. 75, 76
- BRISSE, A., LE BORGNE, P. et MARSOUIN, A. (1999). Development of algorithms for surface solar irradiance retrieval at O&SI SAF low and mid latitudes. *Eumetsat Ocean and Sea Ice SAF internal project team report*. 69, 71, 73, 74, 75, 164
- BUGAJE, I. M. (2006). Renewable energy for sustainable development in africa : a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(6):603 – 612. 16, 23, 31, 50, 53, 61
- BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N. et BOSSANYI, E. (2001). *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons, Chichester, U.K. 49
- CARRIVE, P. (1991). *Réseaux de distribution - structure et planification*. Techniques de l'Ingénieur, Paris, France. 25
- ÇENGEL, Y. A. et BOLES, M. A. (2011). *Thermodynamics - an engineering approach*. McGraw-Hill, New-York, USA, 7<sup>e</sup> édition. 171
- ÇENGEL, Y. A. et CIMBALA, J. M. (2006). *Fluid mechanics - fundamentals and applications*. McGraw-Hill, New-York, USA. 171
- CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY (2013). The world factbook. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/> (visité le 01/01/2013). 13, 37, 40, 41, 42, 215
- CHINEKE, T. C. et EZIKE, F. M. (2010). Political will and collaboration for electric power reform through renewable energy in africa. *Energy Policy*, 38(1):678 – 684. 16, 50, 53, 61
- CIULLA, G., BRANO, V. L., DIO, V. D. et CIPRIANI, G. (2014). A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32(0):684 – 696. 141, 144, 145, 146, 149
- CLAUSSE, M., ALAM, K. et MEUNIER, F. (2008). Residential air conditioning and heating by means of enhanced solar collectors coupled to an adsorption system. *Solar Energy*, 82(10):885–892. 52



- COGLIANI, E., RICCHIAZZI, P. et MACCARI, A. (2008). Generation of operational maps of global solar irradiation on horizontal plan and of direct normal irradiation from meteosat imagery by using SOLARMET. *Solar Energy*, 82(6):556 – 562. 94
- CONCEIÇÃO, P. (2012). Africa human development report 2012 - towards a food secure future. Rapport technique, United Nations Development Programme - Regional Bureau for Africa, New York, USA. 23
- CONRAD, C. (2011). Lecture 3 : Earth's figure, gravity and geoid. University of Hawaii. 107
- COTFAS, D., COTFAS, P. et KAPLANIS, S. (2013). Methods to determine the dc parameters of solar cells : A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28(0):588 – 596. 144, 145, 149
- COULIBALY, P., ANCTIL, F. et BOBÉE, B. (2000). Daily reservoir inflow forecasting using artificial neural networks with stopped training approach. *Journal of Hydrology*, 230(3-4):244 – 257. 172
- COURADE, G. (2006). *L'Afrique des idées reçues*, chapitre 1, pages 47–118. Belin, Paris, France. 23, 24
- COYLE, G. (2004). *Practical strategy : structured tools and techniques*. Pearson Education Limited, London, U.K. 185
- CRESSWELL, M. P., MORSE, A. P., THOMSON, M. C. et CONNOR, S. J. (1999). Estimating surface air temperatures, from meteosat land surface temperatures, using an empirical solar zenith angle model. *International Journal of Remote Sensing*, 20(6):1125–1132. 165, 166, 170
- CYBENKO, G. (1989). Approximation by superpositions of a sigmoidal function. *Mathematics of Control, Signals and Systems*, 2(4):303 – 314. 169
- DAHER ROBLEH, Y. (2007). Rapport national sur l'état des ressources phytogénétiques pour l'alimentation et l'agriculture. Rapport technique, Ministère de l'agriculture, de l'élevage et de la mer chargé des ressources hydrauliques, Djibouti, République de Djibouti. 47
- DARNELL, W. L., STAYLOR, W. F., GUPTA, S. K. et DENN, F. M. (1988). Estimation of Surface Insolation Using Sun-Synchronous Satellite Data. *Journal of Climate*, 1(8):820–836. 71
- DARNIL, S. et LE ROUX, M. (2005). *80 hommes pour changer le monde - entreprendre pour la planète*. Éditions Jean-Claude Lattès. 22
- DARRAS, C., SAILLER, S., THIBAUT, C., MUSELLI, M., POGGI, P., HOGUET, J. C., MELSCOET, S., PINTON, E., GREHANT, S. et GAILLY, F. (2010). Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(8):3322 – 3332. 58
- DAVID, M., LAURET, P. et BOLAND, J. (2013). Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. *Renewable Energy*, 51(0):124 – 131. 130
- DAVIS, M. W., FANNEY, A. H. et DOUGHERTY, B. P. (2001). Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures. *Journal of Solar Energy Engineering*, 123(2):200 – 210. 154

- DAVIS INSTRUMENTS (2008). WeatherLink for Vantage Pro and Vantage Pro2. [http://www.davisnet.com/product\\_documents/weather/spec\\_sheets/6510\\_40\\_44\\_50\\_60\\_SpecWLWin\\_Rev\\_D.pdf](http://www.davisnet.com/product_documents/weather/spec_sheets/6510_40_44_50_60_SpecWLWin_Rev_D.pdf). 216, 240
- DAVIS INSTRUMENTS (2010). Vantage Pro2 accessories - solar radiation sensor. [http://www.davisnet.com/product\\_documents/weather/spec\\_sheets/6450\\_SS.pdf](http://www.davisnet.com/product_documents/weather/spec_sheets/6450_SS.pdf). 216, 240
- DAVIS INSTRUMENTS (2013). Wireless Vantage Pro2 & Vantage Pro2 Plus stations. [http://www.davisnet.com/product\\_documents/weather/spec\\_sheets/6152\\_62\\_53\\_63\\_SS.pdf](http://www.davisnet.com/product_documents/weather/spec_sheets/6152_62_53_63_SS.pdf). 216, 240
- DE BLAS, M., TORRES, J., PRIETO, E. et GARCÍA, A. (2002). Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. *Renewable Energy*, 25(3):371 – 380. 144, 149
- DE MIGUEL, A., BILBAO, J., AGUIAR, R., KAMBEZIDIS, H. et NEGRO, E. (2001). Diffuse solar irradiation model evaluation in the north mediterranean belt area. *Solar Energy*, 70(2):143 – 153. 129
- DEICHMANN, U., MEISNER, C., MURRAY, S. et WHEELER, D. (2011). The economics of renewable energy expansion in rural Sub-Saharan africa. *Energy Policy*, 39(1):215 – 227. 182
- DEMAIN, C., JOURNÉE, M. et BERTRAND, C. (2013). Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces. *Renewable Energy*, 50(0):710 – 721. 129, 130, 157, 161, 162, 163
- DERRIEN, M., GLÉAU, H. L. et FERNANDEZ, P. (2013). *Product user manual for "cloud products"*. Support to Nowcasting and Very Short Range Forecasting Satellite Application Facility. 73
- DERRIEN, M. et LE GLÉAU, H. (1999). Cloud classification extracted from AVHRR and GOES imagery. In *Proceedings of the 1999 EUMETSAT Meteorological Satellite Data Users' Conference*, Copenhagen, Denmark. 73
- DERVISHI, S. et MAHDAVI, A. (2012). Computing diffuse fraction of global horizontal solar radiation : A model comparison. *Solar Energy*, 86(6):1796 – 1802. 128
- DIABATE, L., BLANC, P. et WALD, L. (2004). Solar radiation climate in africa. *Solar Energy*, 76(6):733 – 744. 50, 66, 67
- DOZIER, J. et FREW, J. (1990). Rapid calculation of terrain parameters for radiation modeling from digital elevation data. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 28(5):963–969. 159
- DRAKE, F. et MULUGETTA, Y. (1996). Assessment of solar and wind energy resources in ethiopia. i. solar energy. *Solar Energy*, 57(3):205 – 217. 67
- DUFRESNE, J.-L. (2008). La détermination de la constante solaire par Claude Matthias Pouillet. *La Météorologie*, (60):36–43. 72
- EASTMAN, J. (2005). Multi-criteria evaluation and GIS. In *Geographical information systems - principles and technical issues*, volume 1, chapitre 35, pages 493 – 502. John Wiley & Sons, Hoboken, USA, 2<sup>e</sup> édition. 185
- EFRON, B. (1987). Better bootstrap confidence intervals. *Journal of the American Statistical Association*, 82(397):171–185. 118, 119

- EFRON, B. et TIBSHIRANI, R. J. (1993). *An introduction to the bootstrap*. Chapman & Hall, New York, USA. 118, 119
- EIKELBOOM, J. et JANSEN, M. (2000). Characterisation of PV modules of new generations. Rapport technique, Energy research Centre of the Netherlands, Petten, The Netherlands. 150, 164
- EISENHART, L. P. (1909). *A treatise on the differential geometry of curves and surfaces*. Ginn and Company, Boston, USA. 113
- ÉLECTRICITÉ DE DJIBOUTI (2012). Site internet de l'EDD. <http://www.edd.dj/index.html> (visité le 19/06/2012). 43
- ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (2010). Insertion de production éolienne et photovoltaïque dans les réseaux publics des zones non interconnectées. EDF - systèmes énergétiques insulaires. 56
- ELMINIR, H. K. (2007). Experimental and theoretical investigation of diffuse solar radiation : Data and models quality tested for egyptian sites. *Energy*, 32(1):73 – 82. 128
- ELTAWIL, M. A. et ZHAO, Z. (2013). MPPT techniques for photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25(0):793 – 813. 148
- ELTBAAKH, Y. A., RUSLAN, M., ALGHOUL, M., OTHMAN, M. et SOPIAN, K. (2012). Issues concerning atmospheric turbidity indices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8):6285 – 6294. 127
- EMERY, K. (2003). Measurement and characterization of solar cells and modules. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 16, pages 701 – 752. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 143, 146, 154
- ERBS, D., KLEIN, S. et DUFFIE, J. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28(4):293 – 302. 128, 129
- EU PVSEC (2012). Programme of the 27<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. München, Germany. 61
- EUMETSAT (2010). Le réseau des SAF d'EUMETSAT - un réseau de compétences européennes. Darmstadt, Allemagne. 68
- EUMETSAT (2013). Site internet de eumetsat. [www.eumetsat.int](http://www.eumetsat.int) (visité le 27/11/2013). 68, 69, 212
- EVEN, S. (2012). *Graph algorithms*. Cambridge University Press, New York, NY, USA, 2<sup>e</sup> édition. 183
- EVSEEV, E. G. et KUDISH, A. I. (2009). The assessment of different models to predict the global solar radiation on a surface tilted to the south. *Solar Energy*, 83(3):377 – 388. 129, 130, 157, 161, 162
- FAINE, P., KURTZ, S. R., RIORDAN, C. et OLSON, J. (1991). The influence of spectral solar irradiance variations on the performance of selected single-junction and multijunction solar cells. *Solar Cells*, 31(3):259 – 278. 152

- FANNEY, A. H., DAVIS, M. W., DOUGHERTY, B. P., KING, D. L., BOYSON, W. E. et KRATOCHVIL, J. A. (2006). Comparison of photovoltaic module performance measurements. *Journal of Solar Energy Engineering*, 128(2):152 – 159. 151, 152, 153
- FARR, T. G., ROSEN, P. A., CARO, E., CRIPPEN, R., DUREN, R., HENSLEY, S., KOBRICK, M., PALLER, M., RODRIGUEZ, E., ROTH, L., SEAL, D., SHAFFER, S., SHIMADA, J., UMLAND, J., WERNER, M., OSKIN, M., BURBANK, D. et ALSDORF, D. (2007). The shuttle radar topography mission. *Reviews of Geophysics*, 45(2). 106, 110, 111, 114, 123
- FERNÁNDEZ-REDONDO, M. et HERNÁNDEZ-ESPINOSA, C. (2001). Weight initialization methods for multilayer feedforward. In *Proceedings of the 2001 European Symposium on Artificial Neural Networks (ESANN)*, pages 119 – 124, Bruges, Belgium. 170
- FORSTER, P., RAMASWAMY, V., ARTAXO, P., BERNTSEN, T., BETTS, R., FAHEY, D. W., HAYWOOD, J., LEAN, J., LOWE, D. C., MYHRE, G., NGANGA, J., PRINN, R., RAGA, G., SCHULZ, M. et VAN DORLAND, R. (2007). Changes in atmospheric constituents and in radiative forcing. In *Climate change 2007 - the physical science basis. Contribution of working group I to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, chapitre 2. Cambridge University Press, Cambridge, U.K. and New York, NY, USA. 7, 211
- FRAUNHOFER ISE (2014). Wpvs reference cells. <http://www.ise.fraunhofer.de/en/service-units/callab-pv-cells-callab-pv-modules/wpvs-reference-cells> (visité le 01/01/2014). 142, 143, 213
- FRERIS, L. L. et INFELD, D. G. (2008). *Renewable energy in power systems*. John Wiley & Sons, Chichester, U.K. 10, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 48, 211
- FROUIN, R. et CHERTOCK, B. (1992). A technique for global monitoring of net solar irradiance at the ocean surface. part 1 : Model. *Journal of Applied Meteorology*, 31:1056–1066. 71, 72
- FROUIN, R., LINGNER, D. W. et GAUTIER, C. (1989). A simple analytical formula to compute clear sky total and photosynthetically available solar irradiance at the ocean surface. *Journal of Geophysical Research*, 94(C7):9731–9742. 73, 76
- FUENTES, M. K. (1987). A simplified thermal model for flat-plate photovoltaic arrays. Rapport technique, Sandia National Laboratories, California, USA. 153, 156
- GARCÍA, M. A. et BALENZATEGUI, J. (2004). Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations. *Renewable Energy*, 29(12):1997 – 2010. 153, 154, 156
- GEIGER, B., CARRER, D., HAUTECOEUR, O., FRANCHISTÉGUY, L., ROUJEAN, J.-L. et MEUREY, C. (2012). *Product user manual - land surface albedo*. Satellite Application Facility on Land Surface Analysis (LSA SAF). 163, 164
- GEIGER, M., DIABATÉ, L., MÉNARD, L. et WALD, L. (2002). A web service for controlling the quality of measurements of global solar irradiation. *Solar Energy*, 73(6):475 – 480. 127
- GERGAUD, O. (2002). *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*. Thèse de doctorat, École normale supérieure de Cachan. 58, 146

- GOPINATHAN, K. (1991). Solar radiation on variously oriented sloping surfaces. *Solar Energy*, 47(3):173 – 179. 178
- GOROKHOVICH, Y. et VOUSTIANIOUK, A. (2006). Accuracy assessment of the processed SRTM-based elevation data by CGIAR using field data from USA and thailand and its relation to the terrain characteristics. *Remote Sensing of Environment*, 104(4):409 – 415. 123, 124
- GOW, J. et MANNING, C. (1999). Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *Electric Power Applications, IEE Proceedings -*, 146(2):193–200. 149
- GRAY, J. L. (2003). The physics of the solar cell. In *Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 3, pages 61 – 112. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 141, 142, 143, 144, 145, 147, 213
- GREENE, R., DEVILLERS, R., LUTHER, J. E. et EDDY, B. G. (2011). GIS-based multiple-criteria decision analysis. *Geography Compass*, 5(6):412 – 432. 185
- GÖTTSCHE, F.-M. et HULLEY, G. C. (2012). Validation of six satellite-retrieved land surface emissivity products over two land cover types in a hyper-arid region. *Remote Sensing of Environment*, 124(0):149 – 158. 165, 166, 171
- GUASCH, D. et SILVESTRE, S. (2003). Dynamic battery model for photovoltaic applications. *Progress in Photovoltaics : Research and applications*, 11(3):193 – 206. 165
- GUEVEL, G. (2005). The EUMETSAT ocean and sea ice SAF : Overview and status. In *SAF Training Workshop, Ocean and Sea Ice Second Workshop*, Perros-Guirec, France. 68
- GUEVEL, G. (2007). Status of the OSI SAF. In *Proceedings of the 2007 EUMETSAT Meteorological Satellite Conference and the 15<sup>th</sup> Satellite Meteorology & Oceanography Conference of the American Meteorological Society*, Amsterdam, The Netherlands. 68
- GUEYMARD, C. (1987). An anisotropic solar irradiance model for tilted surfaces and its comparison with selected engineering algorithms. *Solar Energy*, 38(5):367 – 386. 163, 164
- GUEYMARD, C. A. (2009). Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications. *Solar Energy*, 83(3):432 – 444. 128, 129, 130, 135
- HAGAN, M. et MENHAJ, M. (1994). Training feedforward networks with the Marquardt algorithm. *IEEE Transactions on Neural Networks*, 5(6):989 – 993. 169, 170
- HAYKIN, S. (1999). *Neural networks - a comprehensive foundation*. Pearson, Delhi, India, 2<sup>e</sup> édition. 169
- HEGEDUS, S. et LUQUE, A. (2003). Status, trends, challenges and the bright future of solar electricity from photovoltaics. In *Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 1, pages 1 – 43. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 20, 54, 55, 165, 191, 193
- HEGERL, G. C., ZWIERS, F. W., BRACONNOT, P., GILLETT, N. P., LUO, Y., MARENGO ORSINI, J. A., NICHOLLS, N., PENNER, J. E. et STOTT, P. A. (2007). Understanding and attributing climate change. In *Climate change 2007 - the physical science basis. Contribution of working group I*

- to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, chapitre 9. Cambridge University Press, Cambridge, U.K. and New York, NY, USA. 7, 8
- HOFIERKA, J., HULD, T., CEBECAUER, T. et SURI, M. (2007). Open source solar radiation tools for environmental and renewable energy applications. *In Proceedings of the International Symposium on Environmental Software Systems*, Prague, Czech Republic. 115
- HONDO, H. (2005). Life cycle GHG emission analysis of power generation systems : Japanese case. *Energy*, 30(11-12):2042–2056. 11, 215
- HUACUZ, J. M. et GUNARATNE, L. (2003). Photovoltaics and development. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 23, pages 1043–1071. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 18, 21, 25, 27, 30, 31
- HUBBARD, K. (1994). Spatial variability of daily weather variables in the high plains of the USA. *Agricultural and Forest Meteorology*, 68(1-2):29 – 41. 165
- HUSSEIN, H., AHMAD, G. et EL-GHETANY, H. (2004). Performance evaluation of photovoltaic modules at different tilt angles and orientations. *Energy Conversion and Management*, 45(15-16):2441 – 2452. 177
- IBC SOLAR (2010). Suntech Power STP200-18/Ud, STP205-18/Ud, STP210-18/Ud polycrystalline solar modules. [https://www.abc-solar.pt/fileadmin/content/homepage/produtos/Download/Datasheet\\_Suntech\\_Power\\_STP\\_200\\_205\\_210\\_18Ud\\_\(101029\)\\_EN.pdf](https://www.abc-solar.pt/fileadmin/content/homepage/produtos/Download/Datasheet_Suntech_Power_STP_200_205_210_18Ud_(101029)_EN.pdf). 214, 243
- IGN (1995). Projection cartographique conique conforme de lambert - algorithmes. Rapport technique, Institut géographique national. 113
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2011a). *Energy balances of non OECD countries 2011*. OECD publishing, Paris, France. 9, 13
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2011b). *Energy balances of OECD countries 2011*. OECD publishing, Paris, France. 13
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2012). Trends in photovoltaic applications - survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011. Rapport technique, International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. 58, 59, 60, 211
- IQBAL, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation*. Academic Press. 89
- ISHIBASHI, K.-i., KIMURA, Y. et NIWANO, M. (2008). An extensively valid and stable method for derivation of all parameters of a solar cell from a single current-voltage characteristic. *Journal of Applied Physics*, 103(9):- . 149
- JACOVIDES, C., TYMVIOS, F., ASSIMAKOPOULOS, V. et KALTSOUNIDES, N. (2006). Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation. *Renewable Energy*, 31(15):2492 – 2504. 128
- JÄGER-WALDAU, A. (2012). PV status report 2012. Rapport technique, European Commission - Joint Research Centre, Ispra, Italy. 54, 55, 58, 59, 60, 177, 211

- JANG, J.-D., VIAU, A. A. et ANCTIL, F. (2004). Neural network estimation of air temperatures from AVHRR data. *International Journal of Remote Sensing*, 25(21):4541–4554. 165, 166, 169, 170, 172, 174
- JANJAI, S., LAKSANABOONSONG, J., NUNEZ, M. et THONGSATHITYA, A. (2005). Development of a method for generating operational solar radiation maps from satellite data for a tropical environment. *Solar Energy*, 78(6):739 – 751. 67
- JANJAI, S., PANKAEW, P., LAKSANABOONSONG, J. et KITICHANTAROPAS, P. (2011). Estimation of solar radiation over cambodia from long-term satellite data. *Renewable Energy*, 36(4):1214–1220. 94, 95
- JARVIS, A., REUTER, H., NELSON, A. et GUEVARA, E. (2008). Hole-filled SRTM for the globe version 4. Accessible via la base de données CGIAR-CSI SRTM 90m (<http://srtm.csi.cgiar.org>). 106, 107
- JARVIS, A., RUBIANO, J., NELSON, A., FARROW, A. et MULLIGAN, M. (2004). Practical use of SRTM data in the tropics : comparisons with digital elevation models generated from cartographic data. Rapport technique, Centro Internacional de Agricultura Tropical (CIAT), Cali, Colombia. 106, 114
- JAUD, P., MARQUET, A., LEVILLAIN, C. et DAVRIU, A. (1998). *Stockage d'électricité dans les systèmes électriques*. Techniques de l'Ingénieur, Paris, France. 31
- JONES, K. H. (1998). A comparison of algorithms used to compute hill slope as a property of the DEM. *Computers & Geosciences*, 24(4):315 – 323. 123, 153
- JORDAN, D. C. et KURTZ, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates - an analytical review. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 21(1):12 – 29. 156, 178
- KAMALI, G. A., MORADI, I. et KHALILI, A. (2006). Estimating solar radiation on tilted surfaces with various orientations : a study case in Karaj (Iran). *Theoretical and Applied Climatology*, 84(4):235–241. 129, 130
- KAPUŚCIŃSKI, R. (1998). *Ébène, aventures africaines*. Pocket. 24
- KAREKEZI, S. (2002). Renewables in africa - meeting the energy needs of the poor. *Energy Policy*, 30(11-12):1059 – 1069. 27, 31
- KAREKEZI, S. et KITHYOMA, W. (2002). Renewable energy strategies for rural africa : is a PV-led renewable energy strategy the right approach for providing modern energy to the rural poor of sub-Saharan africa ? *Energy Policy*, 30(11-12):1071 – 1086. 50, 53, 61
- KASTEN, F. et YOUNG, A. T. (1989). Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics*, 28(22):4735 – 4738. 152
- KIM, J. P., LIM, H., SONG, J. H., CHANG, Y. J. et JEON, C. H. (2011). Numerical analysis on the thermal characteristics of photovoltaic module with ambient temperature variation. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(1):404 – 407. 164



- KING, D. L., BOYSON, W., HANSEN, B. et BOWER, W. (1998). Improved accuracy for low-cost solar irradiance sensors. *In Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Vienna, Austria. 86
- KING, D. L., BOYSON, W. E. et KRATOCHVIL, J. A. (2004). Photovoltaic array performance model. Rapport technique, Sandia National Laboratories, California, USA. 151, 152, 153, 155, 156
- KING, D. L., KRATOCHVIL, J. A. et BOYSON, W. E. (1997). Measuring solar spectral and angle-of-incidence effects on photovoltaic modules and solar irradiance sensors. *In Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pages 1113 – 1116, Anaheim, USA. 152
- KING, D. L. et MYERS, D. R. (1997). Silicon-photodiode pyranometers : Operational characteristics, historical experiences, and new calibration procedures. *In Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Anaheim, California. 86
- KLUGMAN, J. (2010). Human development report 2010 - the real wealth of nations : pathways to human development. Rapport technique, United Nations Development Programme, New York, USA. 12, 20, 21, 22, 211
- KLUGMAN, J. (2011). Human development report 2011 - sustainability and equity : a better future for all. Rapport technique, United Nations Development Programme, New York, USA. 11, 12, 13, 15, 16, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 40, 211
- KOEHL, M., HECK, M., WIESMEIER, S. et WIRTH, J. (2011). Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(7):1638 – 1646. 155
- LABBÉ, J. (2006). *L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés*. Thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris. 147, 213
- LABOURET, A. et VILLOZ, M. (2006). *Énergie solaire photovoltaïque*. Dunod, Paris, France, 3<sup>e</sup> édition. 54, 56, 57, 146, 165, 213
- LE BORGNE, P., LEGENDRE, G. et MARSOUIN, A. (2005). OSI SAF radiative fluxes. *In SAF Training Workshop, Ocean and Sea Ice Second Workshop*, Perros-Guirec, France. 69, 93
- LE BORGNE, P., LEGENDRE, G. et MARSOUIN, A. (2006). Validation of the OSI SAF radiative fluxes. *In Proceedings of the 2006 EUMETSAT Meteorological Satellite Conference*, Helsinki, Finland. 69, 85, 93
- LE BORGNE, P., LEGENDRE, G. et MARSOUIN, A. (2007). Validation of the OSI SAF radiative fluxes over the equatorial atlantic during AMMA experiment. *In Proceedings of the 2007 EUMETSAT Meteorological Satellite Conference and the 15<sup>th</sup> Satellite Meteorology & Oceanography Conference of the American Meteorological Society*, Amsterdam, The Netherlands. 69, 93
- LEMOINE, F., KENYON, S., FACTOR, J., TRIMMER, R., PAVLIS, N., CHINN, D., COX, C., KLOSKO, S., LUTHCKE, S., TORRENCE, M., WANG, Y., WILLIAMSON, R., PAVLIS, E., RAPP, R. et OLSON, T. R. (1998). The development of the joint NASA GSFC and the National Imagery and Mapping Agency (NIMA) geopotential model EGM96. Rapport technique, National Aeronautics and Space Administration - Goddard Space Flight Center, Greenbelt, USA. 110



- LI, H., LIAN, Y., WANG, X., MA, W. et ZHAO, L. (2011). Solar constant values for estimating solar radiation. *Energy*, 36(3):1785 – 1789. 72
- LI, P. (2009). *Formalisme pour la supervision des systèmes hybrides multi-sources de générateurs d'énergie répartie : application à la gestion d'un micro réseau*. Thèse de doctorat, École centrale de Lille. 27, 60
- LIÉBARD, A. et DE HERDE, A. (2005a). Aménagement urbain et développement durable en Europe. *In Traité d'architecture et d'urbanisme bioclimatiques*. Observ'ER, Paris, France. 8, 16
- LIÉBARD, A. et DE HERDE, A. (2005b). Construire avec le climat. *In Traité d'architecture et d'urbanisme bioclimatiques*. Observ'ER, Paris, France. 30
- LIÉBARD, A. et DE HERDE, A. (2005c). *Traité d'architecture et d'urbanisme bioclimatiques*. Observ'ER, Paris, France. 51
- LIN, S., MOORE, N. J., MESSINA, J. P., DEVISSER, M. H. et WU, J. (2012). Evaluation of estimating daily maximum and minimum air temperature with MODIS data in east africa. *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, 18(0):128 – 140. 165, 166, 170, 171
- LOBERA, D. T. et VALKEALAHTI, S. (2013). Dynamic thermal model of solar PV systems under varying climatic conditions. *Solar Energy*, 93(0):183 – 194. 153
- LÓPEZ, G., RUBIO, M. A. et BATLLES, F. J. (2000). Estimation of hourly direct normal from measured global solar irradiance in spain. *Renewable Energy*, 21(2):175–186. 53
- LORENZO, E. (2003). Energy collected and delivered by PV modules. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 20, pages 905–970. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 79, 80, 82, 94, 149, 152, 158, 178
- LORENZO, E. (2011). Energy collected and delivered by PV modules. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 22, pages 984–1042. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 2<sup>e</sup> édition. 48, 67, 72
- LOUTZENHISER, P., MANZ, H., FELSMANN, C., STRACHAN, P., FRANK, T. et MAXWELL, G. (2007). Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. *Solar Energy*, 81(2):254–267. 130, 163
- LUQUE, A. et HEGEDUS, S. (2003). *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 140
- MADHLOPA, A. (2006). Solar radiation climate in malawi. *Solar Energy*, 80(8):1055 – 1057. 67
- MADKOUR, M., EL-METWALLY, M. et HAMED, A. (2006). Comparative study on different models for estimation of direct normal irradiance (DNI) over Egypt atmosphere. *Renewable Energy*, 31(3): 361–382. 52
- MAGNOR, D., BERNHARD GERSCHLER, J., ECKER, M., MERK, P. et UWE SAUER, D. (2009). Concept of a battery aging model for lithium-ion batteries considering the lifetime dependency on the operation strategy. *In Proceedings of the 24<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pages 3128 – 3134, Hamburg, Germany. 165, 193

- MAHBUB UL HAQ (1990). Human development report 1990 - concept and measurement of human development. Rapport technique, United Nations Development Programme, New York, USA. 11, 12
- MALIK, K. (2013). Human development report 2013 - the rise of the south : human progress in a diverse world. Rapport technique, United Nations Development Programme, New York, USA. 40, 41, 42, 215
- MANALO-SMITH, N., SMITH, G., TIWARI, S. et STAYLOR, W. (1998). Analytic forms of bidirectional reflectance functions for application to Earth radiation budget studies. *Journal of Geophysical Research*, 103(D16):19 733–19 751. 75
- MARION, B. (2002). A method for modeling the current-voltage curve of a PV module for outdoor conditions. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 10(3):205 – 214. 149, 150, 151, 152
- MARION, B., KROPOSKI, B., EMERY, K., del CUETO, J., MYERS, D. et OSTERWALD, C. (1999). Validation of a photovoltaic module energy ratings procedure at NREL. Rapport technique, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA. 150, 151, 153
- MARTIN, N. et RUIZ, J. (2001). Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 70(1):25 – 38. 152, 153
- MARTINS, F., PEREIRA, E. et ABREU, S. (2007). Satellite-derived solar resource maps for brazil under SWERA project. *Solar Energy*, 81(4):517 – 528. 67, 94, 95
- MARTÍN, N. et RUIZ, J. M. (2005). Annual angular reflection losses in PV modules. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 13(1):75–84. 152
- MASSON, G., LATOUR, M. et BIANCARDI, D. (2012). Global market outlook for photovoltaics until 2016. Rapport technique, European Photovoltaic Industry Association, Brussels, Belgium. 60
- MEAH, K., FLETCHER, S. et ULA, S. (2008). Solar photovoltaic water pumping for remote locations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2):472–487. 57
- MEEUS, J. (1998). *Astronomical algorithms*. Willmann-Bell, Richmond, USA, 2<sup>e</sup> édition. 80, 81, 82, 83, 130
- MEEUS, J. et SAVOIE, D. (1992). The history of the tropical year. *Journal of the British Astronomical Association*, 102(1):40–42. 78, 170
- MERMOUD, A. et LEJEUNE, T. (2010). Performance assessment of a simulation model for PV modules of any available technology. In *Proceedings of the 25<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and the 5<sup>th</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pages 4786 – 4791, Valencia, Spain. 149
- MÉTÉO-FRANCE (2005a). *Downward longwave irradiance product manual*. Ocean & Sea Ice Satellite Application Facility. 73
- MÉTÉO-FRANCE (2005b). *Surface solar irradiance product manual*. Ocean & Sea Ice Satellite Application Facility. 69, 71, 73, 74, 76, 79, 126

- MÉTÉO-FRANCE (2011). *Downwelling Surface Shortwave Flux (DSSF)*. Satellite Application Facility on Land Surface Analysis. 71
- MÉTÉO-FRANCE (2013). *Geostationary radiative flux - product user manual*. Ocean & Sea Ice Satellite Application Facility. 72, 89
- MILIAREISIS, G. C. et PARASCHOU, C. V. (2005). Vertical accuracy of the SRTM DTED level 1 of crete. *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, 7(1):49 – 59. 123, 124, 125
- MISHRA, P. et JOSHI, J. (1996). Reliability estimation for components of photovoltaic systems. *Energy conversion and management*, 37(9):1371 – 1382. 165
- MORADI, I., MUELLER, R., ALIJANI, B. et KAMALI, G. A. (2009). Evaluation of the Heliosat-II method using daily irradiation data for four stations in Iran. *Solar Energy*, 83(2):150 – 156. 93
- MOUNIR BADAR, O. (2004a). Enquête énergie auprès des ménages - rapport final. Rapport technique, Direction de la statistique et des études démographiques, Djibouti, République de Djibouti. 46, 47, 215
- MOUNIR BADAR, O. (2004b). Pan arab project for family health - rapport final. Rapport technique, Direction de la statistique et des études démographiques, Djibouti, République de Djibouti. 44
- MÜLLER, J. (2010). MSG level 1.5 image data format description. Rapport technique, EUMETSAT, Darmstadt, Germany. 68, 74, 167
- MULLER, J.-C. (2007). *Électricité photovoltaïque - filières et marché*. Techniques de l'ingénieur, Paris, France. 55
- MUNZHEDZI, R. et SEBITOSI, A. (2009). Redrawing the solar map of south africa for photovoltaic applications. *Renewable Energy*, 34(1):165–169. 94, 95
- MUSELLI, M., NOTTON, G., CANALETTI, J. et LOUCHE, A. (1998). Utilization of meteosat satellite-derived radiation data for integration of autonomous photovoltaic solar energy systems in remote areas. *Energy Conversion and Management*, 39(1):1 – 19. 67
- NANN, S. et EMERY, K. (1992). Spectral effects on PV-device rating. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 27(3):189 – 216. 152
- NASA (2013). Surface meteorology and solar energy release 6.0. <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (visité le 17/03/2014). 48, 95
- NDIAYE, A., CHARKI, A., KOBİ, A., KÉBÉ, C. M., NDIAYE, P. A. et SAMBOU, V. (2013). Degradations of silicon photovoltaic modules : A literature review. *Solar Energy*, 96(0):140 – 151. 156, 157, 178
- NEISES, T. W. (2011). Development and validation of a model to predict the temperature of a photovoltaic cell. Mémoire de D.E.A., University of Wisconsin-Madison. 153, 154

- NELSON, A. (2008). Estimated travel time to the nearest city of 50,000 or more people in year 2000. Global Environment Monitoring Unit - Joint Research Centre of the European Commission, Ispra, Italy. Disponible sur <http://bioval.jrc.ec.europa.eu/products/gam/index.htm> (visité le 10/06/2014). 183
- NGA (2000). Department of Defense World Geodetic System 1984 - its definition and relationships with local geodetic systems. Rapport technique, National Geospatial-Intelligence Agency, Springfield, USA. 108, 110
- NGA (2013). NGA/NASA EGM96, N=M=360 Earth Gravitational Model. <http://earth-info.nga.mil/GandG/wgs84/gravitymod/egm96/egm96.html> (visité le 28/05/2013). 110
- NGUYEN, D. et WIDROW, B. (1990). Improving the learning speed of 2-layer neural networks by choosing initial values of the adaptive weights. *In Proceedings of the 1990 IJCNN International Joint Conference on Neural Networks*, volume 3, pages 21 – 26, San Diego, USA. 170
- NIETO, H., SANDHOLT, I., AGUADO, I., CHUVIECO, E. et STISEN, S. (2011). Air temperature estimation with MSG-SEVIRI data : Calibration and validation of the TVX algorithm for the iberian peninsula. *Remote Sensing of Environment*, 115(1):107–116. 165, 166
- NIJMEH, S. et MAMLOOK, R. (2000). Testing of two models for computing global solar radiation on tilted surfaces. *Renewable Energy*, 20(1):75 – 81. 129
- NISHIOKA, K., HATAYAMA, T., URAOKA, Y., FUYUKI, T., HAGIHARA, R. et WATANABE, M. (2003). Field-test analysis of PV system output characteristics focusing on module temperature. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(3 - 4):665 – 671. 146, 153
- NISHIOKA, K., SAKITANI, N., URAOKA, Y. et FUYUKI, T. (2007). Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91(13):1222 – 1227. 145
- NOTTON, G., CRISTOFARI, C., MUSELLI, M. et POGGI, P. (2004). Calculation on an hourly basis of solar diffuse irradiations from global data for horizontal surfaces in ajaccio. *Energy Conversion and Management*, 45(18-19):2849–2866. 89, 128, 129
- NOTTON, G., CRISTOFARI, C. et POGGI, P. (2006). Performance evaluation of various hourly slope irradiation models using mediterranean experimental data of ajaccio. *Energy Conversion and Management*, 47(2):147–173. 129, 130, 157, 161, 162, 163
- NOTTON, G., CRISTOFARI, C., POGGI, P. et MUSELLI, M. (2002). Calculation of solar irradiance profiles from hourly data to simulate energy systems behaviour. *Renewable Energy*, 27(1):123 – 142. 72
- NREL (2014). System Advisor Model version 2014.1.14 (SAM 2014.1.14). <https://sam.nrel.gov/content/downloads>. 151, 155, 177, 216, 241
- OBSERV'ER (2005). Baromètre photovoltaïque. *Systèmes solaires*, 172:51 – 68. 54
- OLSON, J. M., FRIEDMAN, D. J. et KURTZ, S. (2003). High-efficiency III-V multijunction solar cells. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 9, pages 359 – 411. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 55

- OMAR GUELLEH, I. (2010). Décret n°2010-0038/PR/MEFPCP portant publication des résultats du 2<sup>ème</sup> recensement général de la population et de l'habitat de 2009. Journal officiel de la République de Djibouti, <http://www.presidence.dj/> (visité le 07/04/2013). 44
- OSTERWALD, C., ADELSTEIN, J., del CUETO, J., KROPOSKI, B., TRUDELL, D. et MORIARTY, T. (2006). Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power. *In IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Waikoloa, Hawaii. 178
- OSTERWALD, C. R. et MCMAHON, T. J. (2009). History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules : A literature review. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 17(1):11 – 33. 156
- OUMBE, A. et WALD, L. (2009). A parameterisation of vertical profile of solar irradiance for correcting solar fluxes for changes in terrain elevation. *In Proceedings of the Earth Observation and Water Cycle Science Conference*, Frascati, Italy. 127
- PADOVAN, A. et COL, D. D. (2010). Measurement and modeling of solar irradiance components on horizontal and tilted planes. *Solar Energy*, 84(12):2068 – 2084. 163
- PAULESCU, M., PAULESCU, E., GRAVILA, P. et BADESCU, V. (2013). Solar radiation measurements. *In Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation*, chapitre 2. Springer, London, U.K. 67
- PAVLOVIĆ, T., PAVLOVIĆ, Z., PANTIĆ, L. et KOSTIĆ, L. (2010). Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Niš, Serbia. *Contemporary Materials*, 1(2):151 – 156. 177
- PEREZ, R., INEICHEN, P., MOORE, K., KMIECIK, M., CHAIN, C., GEORGE, R. et VIGNOLA, F. (2002). A new operational model for satellite-derived irradiances : description and validation. *Solar Energy*, 73(5):307 – 317. 67
- PEREZ, R., SEALS, R. et ZELENKA, A. (1997). Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data. *Solar Energy*, 60(2): 89 – 96. 67
- PEUQUET, D. J. (1981). An examination of techniques for reformatting digital cartographic data / part 2 : the vector-to-raster process. *Cartographica*, 18(3):21 – 33. 94
- PHOTOWATT (2007). Module photovoltaïque 24V - Photowatt PW1400. <http://www.per-energie.fr/app/43,pw.pdf>, Bourgoin-Jallieu, France. 147, 213
- PILLOT, B., MUSELLI, M., POGGI, P., HAURANT, P. et HARED, I. (2013). Solar energy potential atlas for planning energy system off-grid electrification in the republic of djibouti. *Energy Conversion and Management*, 69(0):131 – 147. 129, 134
- PINKER, R., FROUIN, R. et LI, Z. (1995). A review of satellite methods to derive surface shortwave irradiance. *Remote Sensing of Environment*, 51(1):108 – 124. 71
- PINKER, R. et LASZLO, I. (1992). Modeling surface solar irradiance for satellite applications on global scale. *Journal of Applied Meteorology*, 31:194–211. 74

- PREISER, K. (2003). Photovoltaic systems. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 17, pages 753 – 798. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 58
- PRIHODKO, L. et GOWARD, S. N. (1997). Estimation of air temperature from remotely sensed surface observations. *Remote Sensing of Environment*, 60(3):335–346. 165
- PURVES, D., AUGUSTINE, G. J., FITZPATRICK, D., HALL, W. C., LAMANTIA, A.-S., MCNAMARA, J. O. et WILLIAMS, S. M. (2004). *Neuroscience*. Sinauer Associates, Sunderland, USA, 3<sup>e</sup> édition. 169
- QUASCHNING, V. (1996). *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*. Verlag Dr. Köster, Berlin, Deutschland. 159
- QUASCHNING, V. et HANITSCH, R. (1998). Irradiance calculation on shaded surfaces. *Solar Energy*, 62(5):369 – 375. 130, 132, 133, 135, 159, 213
- RABUS, B., EINEDER, M., ROTH, A. et BAMLER, R. (2003). The shuttle radar topography mission - a new class of digital elevation models acquired by spaceborne radar. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, 57(4):241–262. 106
- REDA, I. et ANDREAS, A. (2008). Solar position algorithm for solar radiation applications. Rapport technique, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA. 80, 82, 83
- REMUND, J., WALD, L., LEFÈVRE, M. et RANCHIN, T. (2003). Worldwide linke turbidity information. *In Proceedings of ISES Solar World Congress*, Göteborg, Sweden. 127
- REN21 (2012). Renewables 2012 Global Status Report. Rapport technique, REN21 secretariat, Paris, France. 50, 52, 53, 54, 58, 60
- RHODES, C. (2009). Pic pétrolier ? redoutez plutôt le gouffre pétrolier ! [www.techniques-ingenieur.fr](http://www.techniques-ingenieur.fr) (visité le 19/06/2012). 31
- RIGOLLIER, C. (2004). The method heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. *Solar Energy*, 77(2):159–169. 67, 93
- RIGOLLIER, C., BAUER, O. et WALD, L. (2000). On the clear sky model of the esra - european solar radiation atlas - with respect to the heliosat method. *Solar Energy*, 68(1):33–48. 127, 130, 152
- RODRÍGUEZ, E., MORRIS, C. S. et BELZ, J. E. (2006). A global assessment of the SRTM performance. *Photogrammetric Engineering & Remote Sensing*, (72):249–260. 123, 125
- ROUCHÉ, E. et DE COMBEROUSSE, C. (1891). *Traité de géométrie*. Gauthier-Villars et fils, Paris, France, 6<sup>e</sup> édition. 160
- RUIZ-ARIAS, J. A., ALSAMAMRA, H., TOVAR-PESCADOR, J. et POZO-VÁZQUEZ, D. (2010a). Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions. *Energy Conversion and Management*, 51(5):881 – 893. 129
- RUIZ-ARIAS, J. A., CEBECAUER, T., TOVAR-PESCADOR, J. et ŠÚRI, M. (2010b). Spatial disaggregation of satellite-derived irradiance using a high-resolution digital elevation model. *Solar Energy*, 84(9):1644 – 1657. 103, 104, 126, 128, 129, 130, 132, 133

- RUIZ-ARIAS, J. A., TOVAR-PESCADOR, J., POZO-VAZQUEZ, D. et ALSAMAMRA, H. (2009). A comparative analysis of DEM-based models to estimate the solar radiation in mountainous terrain. *International Journal of Geographical Information Science*, 23(8):1049–1076. 103, 104, 120
- SAATY, T. L. (1990). How to make a decision : the analytic hierarchy process. *European Journal of Operational Research*, 48. 185
- SAATY, T. L. (2005). Decision making with the analytic hierarchy process. *International Journal of Services Sciences*, 1(1):83 – 98. 185
- SANGA, D., LEYEKA LUFUMPA, C., N'GUETTIA KOUASSI, R., BEEJAYE, K. et DOSSINA, Y. (2012). African statistical yearbook 2012. Rapport technique, African Statistical Coordination Committee, Addis Abeba, Ethiopia. 40, 42
- SCHILLINGS, C., MANNSTEIN, H. et MEYER, R. (2004a). Operational method for deriving high resolution direct normal irradiance from satellite data. *Solar Energy*, 76(4):475–484. 53
- SCHILLINGS, C., MEYER, R. et MANNSTEIN, H. (2004b). Validation of a method for deriving high resolution direct normal irradiance from satellite data and application for the arabian peninsula. *Solar Energy*, 76(4):485–497. 53
- SCHMETZ, J., PILI, P., TJEMKES, S., JUST, D., KERKMANN, J., ROTA, S. et RATIER, A. (2002). An introduction to meteosat second generation (MSG). *Bulletin of the American Meteorological Society*, 83(7):977 – 992. 68, 103, 167
- SCHMID, J. et SCHMIDT, H. (2003). Power conditioning for photovoltaic power systems. In *Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 19, pages 863 – 903. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 148
- SCOTT, R. (1994). Origins and structure. In *History of the International Energy Agency*, volume 1. OECD publishing, Paris, France. 13, 15
- ŞENER, B., SÜZEN, M. et DOYURAN, V. (2006). Landfill site selection by using geographic information systems. *Environmental Geology*, 49(3):376 – 388. 185
- SENGUPTA, M., GOTSEFF, P. et STOFFEL, T. (2012). Evaluation of photodiode and thermopile pyranometers for photovoltaic applications. In *Proceedings of the 27<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Frankfurt, Germany. 85
- SHARIAH, A., AL-AKHRAS, M.-A. et AL-OMARI, I. (2002). Optimizing the tilt angle of solar collectors. *Renewable Energy*, 26(4):587 – 598. 177, 178
- SHARMA, V. et CHANDEL, S. (2013). Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27(0):753 – 767. 156
- SHUN-YUN, C., JIN, M., PEI-XUN, L. et LI-QIANG, L. (2009). A study on the normal annual variation field of land surface temperature in China. *Chinese Journal of Geophysics*, 52(5):962 – 971. 171

- SINGH, K. et XIE, M. (2010). Bootstrap method. *In International Encyclopedia of Education*, pages 46 – 51. Elsevier, Oxford, U.K., 3<sup>e</sup> édition. 118
- SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A. et PALYVOS, J. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(11):1393 – 1402. 153, 154
- SKOPLAKI, E. et PALYVOS, J. (2009). Operating temperature of photovoltaic modules : A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, 34(1):23 – 29. 154
- SOTO, W. D., KLEIN, S. et BECKMAN, W. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1):78 – 88. 149, 151
- SOULAYMAN, S. (1991). On the optimum tilt of solar absorber plates. *Renewable Energy*, 1(3-4):551 – 554. 177
- STISEN, S., SANDHOLT, I., NØRGAARD, A., FENSHOLT, R. et EKLUNDH, L. (2007). Estimation of diurnal air temperature using MSG SEVIRI data in west africa. *Remote sensing of Environment*, 110(2):262 – 274. 165
- STUHLMANN, R., RIELAND, M. et PASCHKE, E. (1990). An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data. *Journal of Applied Meteorology*, 29(7):586–603. 73
- SVOBODA, V., WENZL, H., KAISER, R., JOSSEN, A., BARING-GOULD, I., MANWELL, J., LUND-SAGER, P., BINDNER, H., CRONIN, T., NØRGÅRD, P., RUDELL, A., PERUJO, A., DOUGLAS, K., RODRIGUES, C., JOYCE, A., TSELEPIS, S., van der BORG, N., NIEUWENHOUT, F., WILMOT, N., MATTERA, F. et SAUER, D. U. (2007). Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems. *Solar Energy*, 81(11):1409 – 1425. 165
- TESK, S. et MASSON, G. (2011). Solar generation 6. Rapport technique, European Photovoltaic Industry Association - Greenpeace International, Brussels, Belgium and Amsterdam, The Netherlands. 60, 156
- THIAUX, Y. (2010). *Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides - évaluation du potentiel de la technologie Li-ion*. Thèse de doctorat, École normale supérieure de Cachan. 57, 141, 178, 191, 211, 213
- TIWARI, G. N. et DUBEY, S. (2009). *Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications*. RSC Energy Series. The Royal Society of Chemistry, Cambridge, U.K. 141, 142, 144
- TOBIÁS, I., DEL CAÑIZO, C. et ALONSO, J. (2003). Crystalline silicon solar cells and modules. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 7, pages 255 – 306. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 54, 144, 146, 177, 213
- TOBIÁS, I., DEL CAÑIZO, C. et ALONSO, J. (2011). Crystalline silicon solar cells and modules. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 7, pages 265 – 313. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 2<sup>e</sup> édition. 177



- TRENBERTH, K. E., JONES, P. D., AMBENJE, P., BOJARIU, R., EASTERLING, D., KLEIN TANK, A., PARKER, D., RAHIMZADEH, F., RENWICK, J. A., RUSTICUCCI, M., SODEN, B. et ZHAI, P. (2007). Observations : surface and atmospheric climate change. *In Climate change 2007 - the physical science basis. Contribution of working group I to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, chapitre 3. Cambridge University Press, Cambridge, U.K. and New York, NY, USA. 7
- TRIGO, I., FREITAS, S., BIOUCAS-DIAS, J., BARROSO, C., MONTEIRO, I. et VITERBO, P. (2009). Algorithm theoretical basis document for Land Surface Temperature (LST). Rapport technique, Satellite Application Facility on Land Surface Analysis. 170
- TRIGO, I., MONTEIRO, I., COELHO, S., BARROSO, C., MADEIRA, C., OLESEN, F. S., GÖTTSCHE, F. et PERES, L. (2010). *Product User Manual - Land Surface Temperature (LST)*. Satellite Application Facility on Land Surface Analysis. 166, 167, 170
- UNITED NATIONS (1998). Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. 8, 58
- UNITED NATIONS (2011). World population prospects : the 2010 revision, CD-ROM edition. Department of Economic and Social Affairs, Population Division, New York, USA. 13, 44
- UNITED NATIONS (2012a). Cartographic section web site. [www.un.org/Depts/Cartographic/french/htmain.htm](http://www.un.org/Depts/Cartographic/french/htmain.htm) (visité le 05/06/2012). 39, 211
- UNITED NATIONS (2012b). The Least Developed Countries - things to know, things to do. Rapport technique, Office of the High Representative for the Least Developed Countries, Landlocked Developing Countries and Small Island Developing States, New York, USA. 40
- UNITED NATIONS (2012c). World urbanization prospects : the 2011 revision, CD-ROM edition. Rapport technique, Department of Economic and Social Affairs, Population Division, New York, USA. 19, 23, 38
- UNITED NATIONS STATISTICS DIVISION (2012). Composition of macro geographical (continental) regions, geographical sub-regions, and selected economic and other groupings. <http://unstats.un.org/unsd/methods/m49/m49regin.htm> (visité le 04/01/2013). 12
- UWE SAUER, D. (2003). Electrochemical storage for photovoltaics. *In Handbook of photovoltaic science and engineering*, chapitre 18, pages 799 – 862. John Wiley & Sons, Chichester, U.K., 1<sup>e</sup> édition. 58
- VAN DER HOEVEN, MARIA (2012). CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion - highlights 2012. Rapport technique, International Energy Agency. 7, 13, 16, 18
- VAN DER KNAAP, W. G. M. (1992). The vector to raster conversion : (mis)use in geographical information systems. *International journal of geographical information systems*, 6(2):159–170. 94
- VANCUTSEM, C., CECCATO, P., DINKU, T. et CONNOR, S. J. (2010). Evaluation of MODIS land surface temperature data to estimate air temperature in different ecosystems over africa. *Remote Sensing of Environment*, 114(2):449 – 465. 165, 166

- VIEBAHN, P., LECHON, Y. et TRIEB, F. (2010). The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe - a dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy*, 39(8):4420–4430. 51
- VOGT, J. V., VIAU, A. A. et PAQUET, F. (1997). Mapping regional air temperature fields using satellite-derived surface skin temperatures. *International Journal of Climatology*, 17(14):1559 – 1579. 165, 166
- ŠŮRI, M. et HOFIERKA, J. (2004). A new GIS-based solar radiation model and its application to photovoltaic assessments. *Transactions in GIS*, 8(2):175 – 190. 115, 120
- VÁZQUEZ, M. et REY-STOLLE, I. (2008). Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 16(5):419 – 433. 156, 157, 165, 178
- WAHAB, M. A., EL-METWALLY, M., HASSAN, R., LEFEVRE, M., OUMBE, A. et WALD, L. (2008). Assessing surface solar irradiance and its long-term variations in the northern africa desert climate using meteosat images. *International Journal of Remote Sensing*, 31(1):261–280. 126, 127
- WALPOLE, R. E., MYERS, R. H., MYERS, S. L. et YE, K. (2011). *Probability & statistics for engineers & scientists*. Pearson, Boston, USA, 9 édition. 117, 118
- WENHAM, S. R., GREEN, M. A., WATT, M. E. et CORKISH, R. (2007). *Applied photovoltaics*. Earthscan, London, U.K., 2<sup>e</sup> édition. 141, 142, 144, 145, 146
- WENTZEL, M. et POURIS, A. (2007). The development impact of solar cookers : a review of solar cooking impact research in south africa. *Energy Policy*, 35(3):1909 – 1919. 51
- XU, Y., SHEN, Y. et WU, Z. (2013). Spatial and temporal variations of land surface temperature over the tibetan plateau based on harmonic analysis. *Mountain Research and Development*, 33(1):85 – 94. 171
- ZELENKA, A., PEREZ, R., SEALS, R. et RENNÉ, D. (1999). Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances. *Theoretical and Applied Climatology*, 62(3-4):199–207. 67
- ZHOU, Q. et LIU, X. (2004). Analysis of errors of derived slope and aspect related to DEM data properties. *Computers & Geosciences*, 30(4):369 – 378. 123
- ZHU, W., LŮ, A. et JIA, S. (2013). Estimation of daily maximum and minimum air temperature using MODIS land surface temperature products. *Remote Sensing of Environment*, 130(0):62 – 73. 166



## Station météorologique *Davis Instruments*

### A.1 Description du matériel

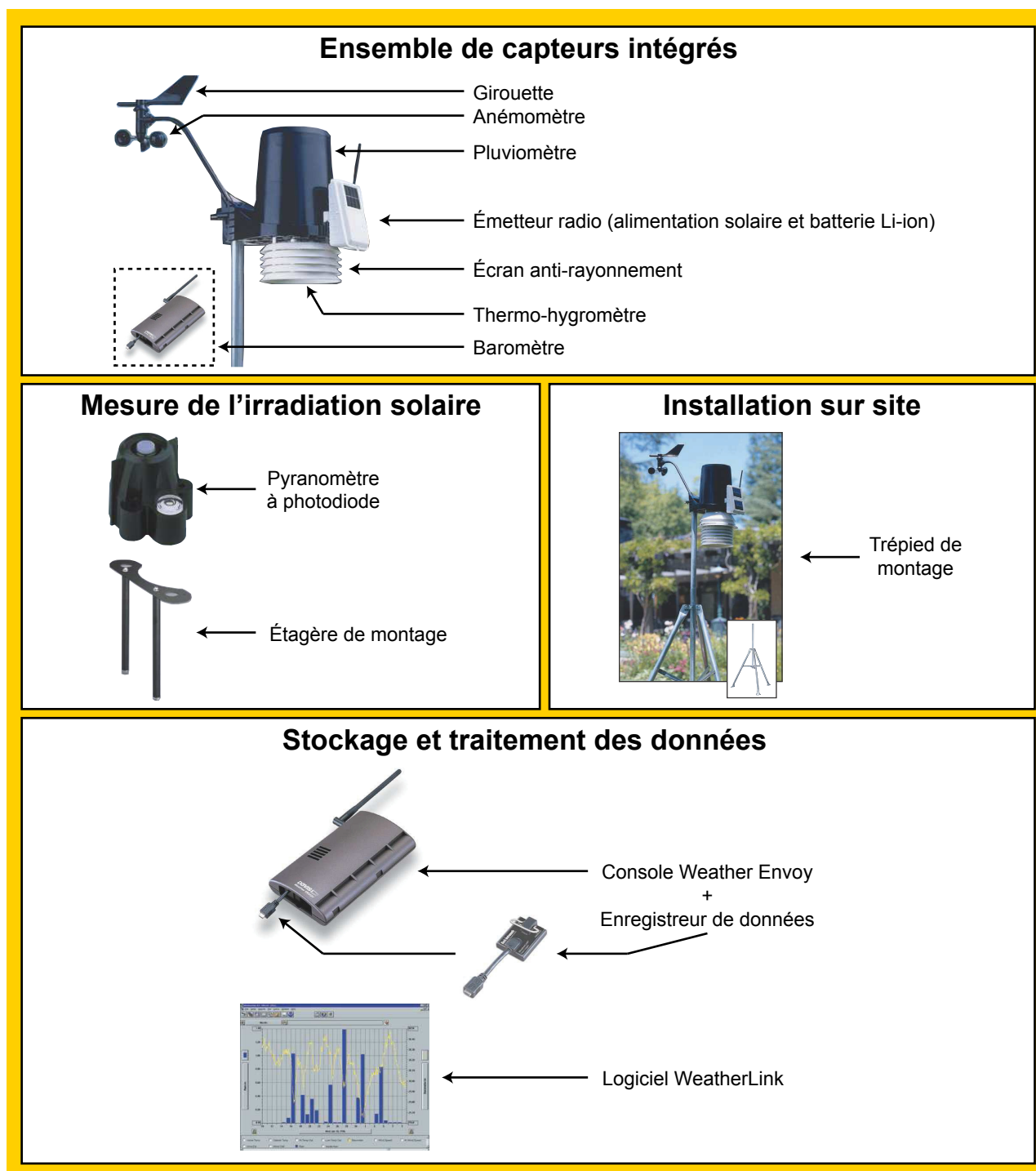


FIGURE A.1 – Détail de l'agencement typique de chaque station déployée en République de Djibouti.

## A.2 Caractéristiques des mesures effectuées

TABLEAU A.1 – Précision, résolution et plage de valeurs des capteurs intégrés à chaque station (Davis Instruments, 2013).

Capteur	Fonction	Résolution	Plage de valeurs	Précision $\pm$
Baromètre	Pression atmosphérique (-600 à +4570 m)	0,1 mm Hg	410-820 mm Hg	0,8 mm Hg
		0,1 mb ou hPa	540-1100 mb ou hPa	1,0 mb ou hPa
Hygromètre	Humidité	1 %	1-100 %	3 %
	Point de rosée	1 °C	-76 °C à +54 °C	1,5 °C
	Évapotranspiration	0,1 mm	jour : 0-832,1 mm total : 0-1999,9 mm	0,25 mm
Thermomètre	Température extérieure	0,1 °C	-40 °C à +65 °C	0,5 °C
	Indice de chaleur extérieure	1 °C	-40 °C à +74 °C	1,5 °C
	Indice température/humidité/soleil/vent	1 °C	-68 °C à +74 °C	2 °C
	Refroidissement éolien	1 °C	-79 °C à +57 °C	1 °C
Pyranomètre	Rayonnement solaire	1 W/m <sup>2</sup>	0-1800 W/m <sup>2</sup>	5 %
	Énergie solaire <sup>1</sup>	0,1 Ly	1999,9 Ly	
Anémomètre	Vitesse du vent	0,1 m/s	1-80 m/s	5 %
		1 km/h	3-290 km/h	
Girouette	Direction du vent	1°	0-360°	3°
	Rose des vents	22,5°	16 points de la rose	0,3 points
	Direction du vent le plus fort			
Pluviomètre	Précipitation	0,2 mm	jour : 0-999,8 mm total : 0-6553 mm	4 %
	Intensité pluie	0,1 mm	0-2438 mm/h	5 % $\leq$ 127 mm/h
Horloge	Heure	1 min	12/24 heures	8 sec/mois
	Date	jour/mois	année bissextile	8 sec/mois
	Lever et coucher du soleil	1 min	24 heures	1 min

<sup>1</sup> Mesurée en Langley (Ly) : 1 Ly = 11,622 Wh/m<sup>2</sup>

TABLEAU A.2 – Caractéristiques techniques du pyranomètre (Davis Instruments, 2010).

Température de fonctionnement	Réponse spectrale	Réponse en cosinus	Coefficient de température	Dérive
-40 °C à +65 °C	400-1100 nm	$\pm 2$ %	+0,12 %/°C	$\pm 2$ %/an

TABLEAU A.3 – Capacité de stockage de l'enregistreur de données (Davis Instruments, 2008).

Intervalle d'enregistrement	Capacité de stockage
1 minute	42 heures
5 minutes	8 jours
10 minutes	17 jours
15 minutes	26 jours
30 minutes	53 jours
60 minutes	106 jours
120 minutes	213 jours

## Module photovoltaïque *Suntech Power STP200-18/Ud*

### B.1 Paramètres du modèle Sandia

TABLEAU B.1 – Valeurs des paramètres du modèle Sandia pour le module Suntech Power STP200-18/Ud (NREL, 2014).

$N_s$	54
$N_p$	1
$I_{mp}^*$	7,63 A
$V_{mp}^*$	26,2 V
$C_{I_{cc}}$	0,000861
$C_{I_{mp}}$	0,000255
$C_0$	0,9974
$C_1$	0,0026
$C_{V_{co}}$	-0,1125
$C_{V_{mp}}$	-0,1198
$n$	1,292
$C_2$	0,058375
$C_3$	-7,84291
$a_0$	0,9219
$a_1$	0,0709
$a_2$	-0,0143
$a_3$	0,0012
$a_4$	$-3 \cdot 10^{-5}$
$b_0$	1
$b_1$	-0,002438
$b_2$	0,0003103
$b_3$	$-1,246 \cdot 10^{-5}$
$b_4$	$2,112 \cdot 10^{-7}$
$b_5$	$-1,359 \cdot 10^{-9}$
$\Delta T$	3 °C
$a'$	-3,338
$b'$	-0,05679

### B.2 Brochure commerciale



## SUITABLE FOR EVERY USE

## Suntech Power STP200-18/Ud, STP205-18Ud, STP210-18/Ud

### POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULES

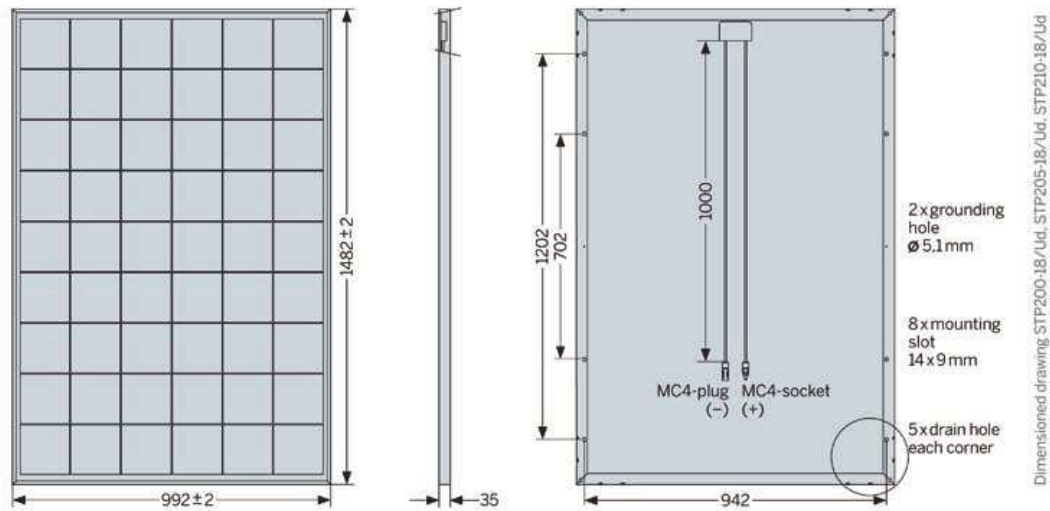
Thanks to their interesting dimensions and efficiency, the modules from the Suntech Power series are equally suited for installations ranging from single-family homes to outdoor installations. They are manufactured by one of Asia's largest module producers. Nevertheless, you receive the security of a German guarantor. All modules are tested for quality in the IBC SOLAR special climate chamber and flasher.

#### HIGHLIGHTS

- Suitable for grid-connected systems
- Suitable for heavy snow loads up to 5400 Pa (5,4 kN/m<sup>2</sup>)
- Power tolerance -0/+5 Wp

- Power warranties\*
  - 5 years (95%)
  - 12 years (90%)
  - 18 years (85%)
  - 25 years (80%)
- 5-year product guarantee\*
- IEC 61730, Application Class A for system voltages up to 1,000 V
- IEC 61215 tested and certified
- Type of front cover: tempered solar glass / Frame material: Aluminum
- 100% end control with individual registration of the electrical characteristics





TECHNICAL DATA

STP	200-18/Ud	205-18/Ud	210-18/Ud
STC Power Pmax (Wp)**	200	205	210
STC Nominal Voltage Umpp (V)**	26,2	26,3	26,4
STC Nominal Current Impp (A)**	7,63	7,80	7,95
STC Open circuit voltage Uoc (V)**	33,4	33,5	33,6
STC Short circuit current Isc (A)**	8,12	8,23	8,33
Tempcoeff Isc (%/°C)	+0,05	+0,05	+0,05
Tempcoeff Uoc (mV/°C)	-116	-116	-116
Tempcoeff Pmpp (%/°C)	-0,5	-0,5	-0,5
Module Efficiency (%)	13,6	13,9	
Max. System Voltage (V)	1000	1000	1000
Current value String fuse (A)	15	15	15
Fuse protection from parallel strings	4	4	4
Length (mm)	1482	1482	1482
Width (mm)	992	992	992
Height (mm)	35	35	35
Weight (kg)	16,8	16,8	16,8
Articlenumber	2200500020	2200500031	2200500022

Version: 29.10.2010

Your IBC SOLAR partner:

\*The complete and individual valid guarantee conditions are relevant, which will be handed out by your IBC partner on request. \*\*Electrical values under standard test conditions: 1000W/m<sup>2</sup>; 25°C, AM 1.5. \*\*\*800 W/m<sup>2</sup>, NOCT. Specifications according EN60904-3 (STC). All datas according DIN EN50380. Subject to modifications that represent process.

www.ibc-solar.com

IBC SOLAR AG | Am Hochgericht 10 | 96231 Bad Staffelstein, Germany | Phone +49 (0) 9573 9224.0

FIGURE B.1 – Brochure commerciale du module Suntech Power STP200-18/Ud (IBC SOLAR, 2010).

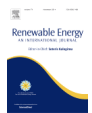




## Productions scientifiques

### Relatives aux chapitres 3 et 4

PILLOT, B., MUSELLI, M., POGGI, P., HAURANT, P., HARED, I. (2013). The first disaggregated solar atlas of Djibouti: a decision-making tool for solar systems integration in the energy scheme. *Renewable Energy*, 57(0):57 – 69.



PILLOT, B., MUSELLI, M., POGGI, P., HAURANT, P., HARED, I. (2013). Solar energy potential atlas for planning energy system off-grid electrification in the Republic of Djibouti. *Energy Conversion and Management*, 69(0):131 – 147.



HAURANT, P., MUSELLI, M., PILLOT, B., OBERTI, P. (2012). Disaggregation of satellite derived irradiance maps: evaluation of the process and application to Corsica. *Solar Energy*, 86(11):3168 – 3182.



PILLOT, B., MUSELLI, M., POGGI, P. (2010). Solar atlas implementation and planning of PV system off-grid electrification in Djibouti. Dans *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and the 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pages 5182 – 5184, Valencia, Spain.



### Relative au chapitre 5

PILLOT, B., MUSELLI, M., POGGI, P. (2012). Retrieve monthly averages of ambient temperature daily profile from satellite data for sizing off-grid PV systems in Djibouti's arid climate. Dans *Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pages 4249 – 4253, Frankfurt, Germany.



