



HAL
open science

De la sélection multicritère de parcs photovoltaïques à la cartographie et l'étude de l'intermittence de la ressource : modélisations appliquées à l'île de Corse

Pierrick Haurant

► To cite this version:

Pierrick Haurant. De la sélection multicritère de parcs photovoltaïques à la cartographie et l'étude de l'intermittence de la ressource : modélisations appliquées à l'île de Corse. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université de Corse Pascal Paoli, 2012. Français. NNT : . tel-01811175

HAL Id: tel-01811175

<https://hal.science/tel-01811175>

Submitted on 8 Jun 2018

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

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



UNIVERSITE DE CORSE - PASQUALE PAOLI
ECOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET SOCIETE
UMR CNRS 6134 (SPE)



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

Soutenue publiquement par
Pierrick HAURANT
Le 25 Octobre 2012

De la sélection multicritère de parcs photovoltaïques
à la cartographie et l'étude de l'intermittence de la
ressource : modélisations appliquées à l'île de Corse

Directeurs

M. Marc MUSELLI	Professeur	Université de Corse	Directeur
M. Pascal OBERTI	Dr-HDR	Université de Corse	Co-directeur

Rapporteurs

Mme. Lingai LUO	Directeur de recherche CNRS		Rapporteur
M. Xavier PY	Professeur	Université de Perpignan	Rapporteur

Jury

Mme. Lingai LUO	Directeur de recherche CNRS		Rapporteur
M. Xavier PY	Professeur	Université de Perpignan	Rapporteur
M. Maurice BASLE	Professeur	Université de Rennes 1	Examineur
M. Philippe POGGI	Professeur	Université de Corse	Examineur
M. Marc MUSELLI	Professeur	Université de Corse	Directeur
M. Pascal OBERTI	Dr-HDR	Université de Corse	Co-directeur



UNIVERSITE DE CORSE - PASQUALE PAOLI
ECOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET SOCIETE
UMR CNRS 6134 (SPE)



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

Soutenue publiquement par
Pierrick HAURANT
Le 25 Octobre 2012

De la sélection multicritère de parcs photovoltaïques
à la cartographie et l'étude de l'intermittence de la
ressource : modélisations appliquées à l'île de Corse

Directeurs

M. Marc MUSELLI	Professeur	Université de Corse	Directeur
M. Pascal OBERTI	Dr-HDR	Université de Corse	Co-directeur

Rapporteurs

Mme. Lingai LUO	Directeur de recherche CNRS		Rapporteur
M. Xavier PY	Professeur	Université de Perpignan	Rapporteur

Jury

Mme. Lingai LUO	Directeur de recherche CNRS		Rapporteur
M. Xavier PY	Professeur	Université de Perpignan	Rapporteur
M. Maurice BASLE	Professeur	Université de Rennes 1	Examineur
M. Philippe POGGI	Professeur	Université de Corse	Examineur
M. Marc MUSELLI	Professeur	Université de Corse	Directeur
M. Pascal OBERTI	Dr-HDR	Université de Corse	Co-directeur

A Auline,
« Une souris qu'est tellement belle,
Qu'i' faudrait qu' j' m'appelle Verlaine
pour trouver les mots pour la décrire un peu,
Mais j' vais essayer quand même.
Dans ces yeux, y a tant d' soleil,
Que quand elle me r'garde, je bronze.
Dans son sourire, y a la mer,
Quand elle me parle, je plonge. » (Renaud, Peau-aime)
Merci pour ces 3 années d'aventure.

Remerciements

Cette thèse est l'aboutissement d'un projet personnel planifié il y a plus de 8 ans, alors que j'effectuais un stage au sein d'un laboratoire PAMO de l'université de Louvain La Neuve. De retour de mon périple belge, il était clair que je ferai une thèse. C'était à mes yeux le défi dont j'avais besoin pour régler mes comptes avec certains échecs passés. Il s'agissait d'un autre côté de pratiquer le métier de chercheur que j'imaginai aussi passionnant que ludique. Je n'ai pas été déçu ! Cette thèse a été le parcours du combattant que j'attendais, entre résultats trop longs à venir, difficultés de publication et douloureux travail de rédaction. D'un autre côté, je me suis plutôt amusé à travailler sur un sujet riche, à programmer et tester des méthodes que j'échafaudais, certaines aussi fantaisistes que peu efficaces.

Depuis le début de la rédaction je rêvais de ce moment où j'écrirai mes remerciements. C'était un peu pour ça aussi que je voulais faire une thèse : remercier. Maintenant que j'y suis, je ne sais plus quoi écrire. Au risque de décevoir du monde, cette partie restera donc relativement standard. Allons-y.

Je remercie tout d'abord les membres du jury qui ont accepté de consacrer du temps à juger ce travail. Merci au Pr. Lingai LUO et au Pr. Xavier PY d'avoir accepté d'être les rapporteurs de cette thèse. Merci au Pr. Maurice BASLE et au Pr. Philippe POGGI d'en être les examinateurs.

J'exprime ma profonde reconnaissance à mes directeurs de thèse, Marc MUSELLI et Pascal OBERTI qui m'ont fait confiance pour travailler sur ce sujet. Je les remercie pour leur disponibilité, leur soutien, leurs conseils et leur patience. Je pense avoir, grâce à vous, beaucoup mûri pendant cette thèse, tant scientifiquement et intellectuellement que professionnellement. Je pense être maintenant prêt à affronter le monde des adultes que je redoutais tant.

J'adresse mes amitiés aux membres du laboratoire de Vignola et de l'Université de Corse que j'ai côtoyés pendant ces années, particulièrement à Marie-Laure, Marie-Christine, Gaëlle, Françoise et Christophe. Une pensée amicale à Thierry, Zana, Stéphane et Julien qui nous ont quittés pour d'autres cieux moins ensoleillés. Je souhaite par ailleurs bon courage à Anne-Marie, Ophélie, Anto et Cédric pour la suite de leur thèse. Félicitations à Niko pour son diplôme, je souhaite le même dénouement à Brice pour son Master.

Je salue affectueusement Sylvain, Cindy, Fabrice et Maya, qui ont pris soin de moi lorsque je traversais des moments compliqués. Je vous dois des excuses, je n'ai pas su prendre soin de notre amitié. Je vous souhaite beaucoup de bonheur !

Je salue également Benjamin à qui je souhaite une bonne fin de thèse. Merci pour tes remarques pertinentes et ton aide pendant ces travaux. Merci aussi à Cyril pour les nombreuses heures qu'il a consacrées à m'aider et pour sa disponibilité.

Je remercie Manu et Guillaume pour leur précieuse amitié. Merci pour votre bonne humeur, les pauses café partagées, la bonne ambiance pendant nos déjeuners. Je te promets, Guillaume, je suivrai certains de

tes conseils. Juré craché ! Pas tous d'un coup, faut pas exagérer, mais je ferai des efforts ! Merci à toi d'avoir écouté patiemment mes théories fumeuses et m'avoir mis en face de mes contradictions.

De grands mercis à tous ceux qui m'ont soutenu de loin et qui ont suivi assidument la progression des travaux. Je pense notamment à Julien LECOINTRE, qui fut mon tuteur officieux lors de mon premier stage en laboratoire, qui m'a initié aux joies de la recherche scientifique et m'a donné l'envie de faire une thèse. Je pense aussi à Pierre-François, Lucas, Fabrice qui ont souvent pris de mes nouvelles et suivi mon parcours.

Je prie tous celles et ceux qui mériteraient leur paragraphe et que je n'ai pas cités de ne pas se vexer. Je pense à mes étudiants de l'Université de Corse à qui je souhaite bon vent (ils comprendront), à mes amis bruxellois de l'Observatoire Royal de Belgique, et tous ceux que j'ai croisés tout au long de mes études, d'Hennebont à Lorient (ma Bro) puis Rennes, Brest et Nantes.

J'embrasse mes amis d'enfance du village (ou des alentours) dont je me suis éloigné par la force des choses. Titoune, Guigui, Louis, Sté, David et Sidney avec qui j'ai arpenté les rues de Penquesten (me gar ma Bro), squatté l'arrêt de bus, hanté les maisons abandonnées. Quelles riches enfance et adolescence on a partagées.

Des pensées affectueuses à toute ma smalla. J'embrasse Max et Colette qui m'ont régulièrement encouragé. Je les remercie pour leurs paroles réconfortantes et leur bienveillance. Je remercie mes parents pour tout ce qu'ils ont fait pour moi. Je vous remercie pour m'avoir offert une enfance heureuse et avoir veillé à ce que je passe le cap de l'adolescence sans trop de casse. Je vous remercie pour votre soutien tout au long de mes études et pour avoir toujours cru en ce que je faisais. Je vous suis reconnaissant d'avoir toujours fait le nécessaire pour que j'étudie dans de bonnes conditions. J'embrasse Gwénaëlle, ma sœur et toute sa petite famille. Je regrette de ne pas pouvoir voir les petites nièces grandir ! Enfin, j'embrasse mes petits frères qui me manquent particulièrement. Kévin, félicitations pour ton diplôme et surtout pour ta promotion au sein de la direction de l'ASP, M. le Président. J'espère que tu sauras faire grandir l'institution comme il se doit ! Kylian, reste cool mec et continue à être sérieux !

Et puis il y a Auline qui partage ma vie à plein temps depuis plus de 3 ans. Je la remercie pour tout ce qu'elle m'a apporté pendant ces années. Merci pour ces road trips énormes de Marseille à la Finca, de Bayonne à Lorient (ma Bro), de Kassel à Toulon. Merci de m'avoir accompagné tout au long de ce travail, de m'avoir encouragé ou secoué pendant les moments délicats, d'être restée à mes côtés pendant mes coups de mou, d'avoir souvent trouvé les mots. Merci enfin d'être comme tu es, mon énergie, mon oxygène, ma Ventoline. Je sais à quel point ces derniers mois ont été compliqués pour toi, on fera en sorte que ça le soit moins maintenant.

Résumé

La planification énergétique en milieu insulaire est une tâche aussi complexe qu'indispensable. Dans cette thèse, l'intégration raisonnée de systèmes énergétiques solaires dans le réseau électrique Corse est pensée au travers d'une sélection multicritère de projets photovoltaïques et de travaux sur l'estimation de la ressource, la caractérisation et prévision de ses fluctuations et le foisonnement territorial.

Le dynamisme des politiques énergétiques et le potentiel solaire exceptionnel avaient rendu la Corse attractive pour les industriels du secteur photovoltaïque, si bien qu'en 2008, de nombreux projets d'installations étaient proposés aux décideurs locaux. Or, la limite de production d'énergie intermittente fatale intégrée au réseau électrique réduit le nombre de projets susceptibles d'être concrétisés. Afin d'aider à sélectionner le sous-ensemble le plus restreint de projets pertinents par poste de raccordement, nous avons appliqué le modèle multicritère de surclassement ELECTRE IS ; via une collaboration entre l'Université de Corse, le CNRS et la Chambre Départementale d'Agriculture de Haute-Corse. Les 16 projets candidats furent soumis à 3 contraintes de présélection, puis évalués sur 8 critères balayant les points de vue énergétiques, géo-économiques, écologiques, d'impact visuel et de conflits d'usage des terrains. Les paramètres des critères, tels que leurs poids relatifs ainsi que les seuils de discrimination et de veto ont été appréhendés dans la sélection dont le résultat robuste est la recommandation de 4 projets composant les noyaux des graphes de surclassement.

Parmi les critères construits, le productible net est apparu comme délicat à évaluer. Une contribution en amont a été apportée, via une cartographie du potentiel solaire en Corse générée par désagrégation sub-pixel avec prise en compte des effets du relief d'images Météosat-8 fournies par les services SATMOS de Météo-France. Le double intérêt de la méthode de désagrégation a été confirmé : les erreurs d'estimations du rayonnement solaire diminuent de 0,1 % à 0,5 % alors que la carte finale gagne en résolution spatiale, passant de 12 km à 90 m.

Le foisonnement de la ressource est une problématique soulevée par la sélection multicritère opérée en début de thèse et traitée en collaboration avec EDF. Les fluctuations du rayonnement mesuré sur 11 sites ont été caractérisées par l'application d'une nouvelle procédure de classification typologique des variations. Celle-ci a par la suite permis de démontrer le phénomène de foisonnement, les variations les plus intenses étant moins fréquentes, passant de 5,4 % à 15,5 % du temps à 0,13 % par optimisation du phénomène. Enfin la prédictibilité des classes a été étudiée, montrant qu'à un horizon inférieur à 2 heures, les techniques de réseaux de neurones et des k-plus proches voisins permettent 66,9 % de bonnes prédictions à 1 h et 57,1 % à 2 h. Au-delà de 2 h, les k-NN offrent de meilleures performances (jusqu'à 61,2 % de bonnes prédictions à 6 h).

Mots clés : Sélection multicritère, photovoltaïque, cartographie, désagrégation, foisonnement, classification, prédiction.

Abstract

Island territories' energy planning is a complex and essential task. In this thesis, the solar energy systems integration into the Corsican electrical grid is built through a multicriteria selection of photovoltaic projects and studies of the solar resource estimation, its variability/prediction and the territorial dispersion of production units.

Corsica Island benefits from dynamic energy policies and considerable solar potential that increased the island attractiveness for photovoltaic industrials. Numerous PV plant projects were consequently proposed to local policy maker. The limit of renewable energy source installations connected to a regional-scale electrical grid reduces the number of projects that are likely to be carried out. The multicriteria outranking model ELECTRE IS was implemented to aid the selection of the most restrictive subset of relevant projects, through collaboration between the University of Corsica, the French National Scientific Research Centre and the Haute-Corse departmental Agriculture Chamber. The 16 proposed projects were submitted to 3 pre-selection constraints, and then evaluated through 8 criteria sweeping away point of views linked to energy, geo-economics, environment, visual impact and land-use conflicts. Criteria parameters, such as relative weights as well as discrimination and veto thresholds are grasped in the selection. The robust result is the recommendation of 4 projects composing the outranking graphs kernels.

Among the criteria, the net production appeared delicate to assess. An upstream contribution has been brought through cartography of potential solar over Corsica. It has been generated by the desegregation of Météo-France SATMOS' Meteosat-8 images, taking into account the relief effects. Both interests of the process were confirmed : errors of solar radiations estimations decreased by 0.1 % to 0.5 % when spatial resolution of the final map increased from 12 km to 90 m.

The spatial distribution of resource variations was an issue enlightened by the multicriteria selection and treated in collaboration with EDF. The fluctuations of radiations measured on 11 sites were characterized by applying a new process of classification. This classification allowed demonstrating that intense variations were less frequent by cumulating radiation of dispersed sites, decreasing from 5.4 % or 15.5 % of time to 0.13 % when the phenomenon is optimized. Finally, the prediction of classes was studied ; showing that neural networks and k-nearest neighbour models have the same performances for horizon fewer than 2 hours. They allowed 66.9 % of good predictions for 1 h horizon and 57.1 % for 2 h horizon. For horizons greater than 2 h, the k-NN model presents best performances (until 61.2 % of good predictions for horizon of 6 h).

Keywords : Multicriteria selection, photovoltaic, cartography, desegregation, spatial dispersion, classification, prediction.

Resumen

La planificación energética en contexto insular es tan compleja como indispensable. A partir de un método de apoyo multicriterio a la decisión, una estimación de la energía proveniente del sol, una caracterización y previsión de fluctuaciones y de la dispersión territorial de las unidades de producción, se integran razonadamente sistemas energéticos solares. Ello se ha aplicado a numerosos proyectos fotovoltaicos.

El dinamismo de la política energética y el potencial solar excepcional habían convertido Córcega en un lugar interesante para los industriales del sector fotovoltaico, de modo que en 2008 numerosos proyectos habían sido propuestos a los responsables locales. Ahora bien, no se puede sobrepasar un límite de producción de energía intermitente, integrada a la red eléctrica. Ello reduce la cantidad de proyectos aceptados y concretizados. A fin de seleccionar los proyectos los mas pertinentes, por subestación eléctrica, hemos aplicado el modelo de clasificación multicriterio ELECTRE IS ; mediante una colaboración entre la universidad, el centro de búsqueda científico nacional francés (CNRS) y la cámara de agricultura de Córcega. Los 16 proyectos propuestos fueron sometidos a tres coacciones de preselección y evaluados según ocho criterios : energéticos, geo-económicos, ecológicos, impacto visual y conflicto conservados. El resultado es una recomendación de cuatro proyectos componiendo los núcleos de los gráficos de sobreclasificación.

Entre los criterios establecidos, el potencial solar fue complicado de evaluar. El potencial solar ha sido cartografiado por disgregación de sub-píxeles integrando el relieve entregado por los servicios SATMOS de Météo-France. Los dos intereses de este método son : se disminuye de 0.1 % à 0.5 % los errores del calculo de la radiación solar y el mapa final aumenta de resolución espacial, pasando de 12 km à 90 m.

La distribución espacial de las variaciones de los recursos energéticos es un problema suscitado por la selección multicriterio a principios de la tesis y tratado en colaboración con el administrador de red en Francia (EDF). Las fluctuaciones de la radiación medida sobre 11 emplazamientos han sido caracterizadas por la aplicación de un nuevo procedimiento de clasificación tipológico de variaciones. Ello a permitido demostrar que las variaciones fuertes son menos frecuentes cuando se acumula la radiación de las instalaciones esparcidas, pasando según el emplazamiento de 5.4 % a 15.5 % del tiempo a 0.13 % cuando el esparcimiento es optimizado. Finalmente, la predictibilidad de la clases fueron estudiadas ; mostrando que para un horizonte inferior a 2 horas, las redes neuronales artificiales y el método k-nn (K nearest neighbors) ,un método de clasificación supervisada, dan los mismos resultados. Estos métodos permiten 66.9 % de buenas previsiones a una hora de predicción y 57.1 % a dos horas. Por encima de dos horas de predicción los k-NN permiten lograr hasta 61.2 % de buenos resultados correctos para una predicción a 6 horas.

Palavras Clave : Selección multicriterio, fotovoltaico, cartografía, disgregación, clasificación, fluctuación, predicción.

Zusammenfassung

Die Energievorsorge und Planung auf einer Insel wie Korsika ist eine wichtige als auch komplexe Aufgabe. In der hier vorgestellten Doktorarbeit wird die durchdachte Integration der Sonnenenergiesysteme auf Korsika sowohl über eine differenzierte Auswahl durch eine multikriterielle Entscheidungsanalyse von Fotovoltaik-Anlagen gesehen, als auch über eine Abschätzung der verfügbaren Strahlung, dem Charakter und der Voreinschätzung seiner Schwankungen und der Methoden zum Ausgleich von Strombedarf und variabler Erzeugung.

Die Dynamik der Energiepolitik und das außergewöhnliche Sonnenpotential Korsikas zog dermaßen viele Industrielle aus der Photovoltaikbranche an, dass im Jahre 2008 den örtlichen Entscheidungsträgern zahlreiche Installationsprojekte angeboten wurden. Wobei jedoch die unvermeidlich unregelmäßige Erzeugung, welches in das Elektrizitätsnetz eingespeist wird, die Anzahl der dafür zu verwirklichenden Projekte reduziert. Um zu helfen, die eingeschränkste Untermenge der relevanten Projekte durch Verbindungsstellen auszuwählen haben wir die multikriterielle Entscheidungsanalyse ELECTRE IS- angewandt ; und dies über eine Zusammenarbeit zwischen der Universität von Korsika, dem CNRS (Nationale wissenschaftliche Forschungszentren) und der Landwirtschaftskammer von Oberkorsika. Die 16 Projekt- Kandidaten wurden vorab drei Auswahlkriterien unterzogen, danach nach acht Auswahlkriterien (Faktoren) bemessen, nach denen die energetischen, geowirtschaftlichen, ökologischen , optische Auswirkungen betreffende und Nutzungskonflikt des jeweiligen Geländes betreffende Gesichtspunkte ausgeklammert wurden .Die die Kriterien betreffende relativen Gewichtungsvektoren als auch die Grenzwerte wurden in der Auswahl erfasst : deshalb ist das zuverlässige Ergebnis die Empfehlung der die Kerne der Höherstellungskurven enthaltenden vier Projekte.

Unter den entwickelten Kriterien ist die Bewertung der Energieerzeugung als heikel erschienen. Ein Beitrag im Vorfeld wurde über eine Kartographie des Solarpotenzials auf Korsika, hervorgerufen durch Subpixel-Auflösung unter Berücksichtigung der Auswirkungen des Reliefs, welche von METEOSAT 8 durch die SATMOS-Dienste von MeteoFrance zur Verfügung gestellt wurden, geliefert. Das doppelte Interesse der Auflösungsmethode wurde bestätigt : Die Schätzungsfehler der Sonneneinstrahlung verringern sich um 0,1 % bis 0,5 %, wogegen die endgültige Karte an räumlicher Auflösung, von 12 km auf 90 m, gewinnt.

Die Schwankungen der Systeme der variablen Fotovoltaikerzeugung verringern sich, wenn diese Leistungen an ein und derselben Verbindungsstelle zusammenkommen, und es war eine von der am Anfang der Doktorarbeit aufgeworfene und in Zusammenarbeit mit EDF (französischer Energiekonzern) multikriteriellen Auswahl angesprochene Problematik. Die an 11 Orten gemessenen Schwankungen der Einstrahlung waren durch die Anwendung einer neuen Vorgehensweise der typologischen Klasseneinteilung der Schwankungen charakterisiert. Diese Vorgehensweise hat im Weiteren erlaubt das Phänomen der Reduzierung der

Schwankungen zu beweisen, wodurch sich die intensivsten Abweichungen von 5,4 % auf 15,5 % der Zeit auf 0,13 % durch Optimierung des Phänomens verringert haben. Abschließend wurde die Vorhersagbarkeit der Klassen studiert und es wurde dabei aufgezeigt, dass bei einem niedriger als zwei Stunden liegenden Horizont die Neuronen- und Nächste-Nachbarn-Klassifikation nach 1 Stunde 66,9 % richtige Vorhersagen und 57,1 % nach 2 Stunden erlauben. Nach 2 Stunden zeigen die k-NN bessere Leistungen (bis zu 61,2 % nach 6 Stunden).

Stichwörter : Multikriterielle Auswahl, Photovoltaik, Kartographie, Auflösung, Schwankungen, Klassifikation, Vorhersage

Table des matières

INTRODUCTION GÉNÉRALE	12
Contexte environnemental mondial	13
Politique énergétique nationale	14
Production d'électricité en France	14
Politique de développement des EnR en France	14
Le développement des filières photovoltaïques et éoliennes	15
Le mauratoire	16
Insularité et contexte énergétique corse	17
Le contexte énergétique particulier des territoires insulaires	17
Ressources énergétiques de la Corse	17
Compétences énergétiques de la CTC	18
Organisation du manuscrit	21
Références	23
I AIDE MULTICRITÈRE À LA DÉCISION POUR LA SÉLECTION DE CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES SUR SITES À VOCATION AGRICOLE	25
Introduction	26
Contexte de l'étude	26
Introduction aux méthodes d'aide multicritère à la décision	27
Planifications énergétiques insulaires par AMCD : état de l'art	28
Structure du processus d'étude	29
Le groupe de travail	30
1 Alternatives, contraintes et critères d'évaluation	31
1.1 L'offre de projets photovoltaïques	31
1.2 Contraintes des alternatives	32
1.3 Des points de vue aux critères d'évaluation	33
1.3.1 Production nette	34
1.3.2 Part du terrain loué non occupée par l'installation photovoltaïque	35
1.3.3 Etude dans les dossiers de la dégradation écologique potentielle	35
1.3.4 Pertinence de la présentation de l'impact visuel dans les dossiers	36
1.3.5 Distance minimale entre l'installation projetée et l'observateur	38
1.3.6 Risques de conflits d'usage agricoles et socio-économiques	38
1.3.7 Activités du projet pouvant revenir aux entreprises installées en Corse et aides à l'équipement EnR des résidents locaux	40
1.3.8 Surplus anticipé de budget communal annuel par habitant	40
2 Évaluations et agrégation multicritère de surclassement	41

2.1	Choix du modèle multicritère	41
2.2	Éléments du modèle ELECTRE	42
2.2.1	Symbolisme mathématique de base	42
2.2.2	Connaissance imparfaite, seuils de discrimination et de veto sur les critères	43
2.2.2.1	Définitions	43
2.2.2.2	Seuils variables	44
2.2.2.3	Détermination des différents seuils	45
2.2.3	Poids relatifs normés des critères	47
2.2.4	Tableau de performances	48
2.3	Tests de surclassement et noyau	48
2.4	Principaux résultats	50
2.5	Discussion	53
	Conclusion	55
	Références	57
 II CARTOGRAPHIE HAUTE RÉOLUTION DU POTENTIEL SOLAIRE EN CORSE PAR DÉSAGRÉGATION D'IMAGES SATELLITES		59
	Introduction	61
	Problématique	61
	Cartographie des potentiels solaires : état de l'art	61
1	Cartographie de rayonnement solaire à partir d'images satellites	64
1.1	Standards de temps	65
1.2	Angles solaires	66
1.3	Distance Terre-Soleil et rayonnement extraterrestre	67
1.4	Rayonnement hors atmosphère et rayonnement ciel clair	68
1.4.1	Modèle ciel clair de l'ESRA	69
1.4.2	Paramétrisation de Frouin et al. (1989)	70
1.5	Prise en compte de l'enneuagement	71
1.5.1	Modélisation inverse	71
1.5.2	Modélisation directe	72
1.5.3	Algorithme O&SI SAF	73
1.5.4	Comparaisons entre modèles	75
1.6	Prise en compte du relief	77
1.6.1	Désagrégation spatiale et effets de l'élévation	77
1.6.2	Décomposition de l'irradiance globale	79
1.6.3	Calculs d'horizons	80
1.6.4	Irradiance directe masquée	81
1.6.5	Irradiance diffuse obstruée	82
1.6.6	Irradiance réfléchie des zones visibles	82
2	Présentation des données expérimentales initiales	85
2.1	Zone d'étude	85
2.2	Mesures au sol	85
2.3	Estimations satellites	86
2.4	Modèle numérique de terrain	87
2.5	Coefficients statistiques	88
2.6	Calage temporel et spatial des données expérimentales	89
2.7	Prétraitements des données initiales	91
2.8	Comparaison des estimations satellites aux mesures au sol	92

3 Désagrégation des images Météosat-8	94
3.1 Évaluation des sous-modèles	94
3.1.1 Sélection du modèles de décomposition du rayonnement global	94
3.1.2 Validation des calculs d'horizons	95
3.1.3 Validation de l'irradiance directe masquée	98
3.1.4 Conclusions	100
3.2 Évaluation des étapes de la désagrégation	101
3.2.1 Traitement des irradiances initiales des sites	101
3.2.2 Performances des étapes du traitement	101
3.2.3 Focus sur les résultats horaires	103
3.2.4 Conclusions	106
3.3 Synthèse des cartes	106
3.3.1 Désagrégation et correction d'élévation	107
3.3.2 Optimisation des calculs d'horizons	108
3.3.3 Pas de temps des cartes finales	111
3.3.4 Cartes finales	112
Conclusion	115
Références	116
III INTERMITTENCE DE LA RESSOURCE SOLAIRE EN CORSE	122
Introduction	124
1 Étude macroscopique	126
1.1 Présentation des données	126
1.1.1 Localisation des sites de mesures	126
1.1.2 Appareils de mesures	129
1.1.3 Traitement préliminaire	129
1.1.4 Masques lointains et artificiels	130
1.2 Intervalle énergétique	131
1.2.1 Intervalle de temps centré sur 12 h 00 TSV	133
1.2.2 Élévation du Soleil supérieure à un seuil	134
1.2.3 Ratio énergétique R constant	135
1.2.4 Conclusion	135
1.3 Corrélations intersites	136
2 Classification des fluctuations de la ressource	138
2.1 État de l'art	138
2.2 Méthodologie	139
2.2.1 Échelles de variations	140
2.2.2 Catégories de variations	140
2.2.3 Délimitation d'intervalles	142
2.2.4 Détermination des seuils	144
2.3 Caractérisation des fluctuations des différents sites	147
2.3.1 Caractérisation météorologique des sites étudiés	147
2.3.2 Transitions inter-classes	149
2.3.3 Étude saisonnière	149
2.4 Conclusion	151
3 Phénomène de foisonnement en Corse	153
3.1 Caractérisation du foisonnement en Corse	153

3.1.1	Existence du phénomène	153
3.1.2	Quantification du foisonnement	155
3.2	Optimisation du foisonnement	156
3.2.1	Algorithmes génétiques	157
3.2.2	Résultats de l'optimisation	158
3.3	Conclusion	161
4	Prédictions des variations	163
4.1	Prédicteurs envisagés	164
4.1.1	Les k-plus proches voisins	165
4.1.2	Les réseaux de neurones artificiels	165
4.2	Prédictions des régimes de variations et des longueurs d'intervalles	168
4.2.1	k-NN	168
4.2.2	Réseaux de neurones artificiels	169
4.2.3	Conclusion	170
4.3	Prédictions de séries temporelles de classes de variations	170
4.3.1	Création des séries temporelles à partir des intervalles classés	170
4.3.2	Persistance	171
4.3.3	Prédictions des séries temporelles par k-NN	172
4.3.4	Prédictions des séries temporelles par RNA	176
4.3.5	Comparaison des modèles et conclusion	181
	Conclusion	182
	Références	184
	CONCLUSION GÉNÉRALE	187
	Principaux résultats	188
	Perspectives	191
	Références	193
	ANNEXES	195
	A Publications dans des revues à comité de lecture	195
	B Communications dans des conférences nationales ou internationales	196
	NOMENCLATURE	214
	TABLE DES FIGURES	217
	LISTE DES TABLEAUX	219

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Contexte environnemental mondial

Le réchauffement climatique est un fait maintenant admis par la communauté scientifique internationale et acté par les gouvernements. Le rapport de l'[Intergovernmental Panel on Climate Change \(2007\)](#) montre qu'il est « *très vraisemblable* » que ces changements climatiques soient directement liés aux émissions de gaz à effet de serre anthropiques (CO₂, NO₂ et CH₄) qui ont augmenté de 70 % entre 1970 et 2004.

Ce phénomène peut être sinon enrayé, au moins retardé voire atténué en réduisant les émissions de gaz à effet de serre en privilégiant des politiques de développement durable. Inversement, le fait de retarder la mise en place de ces politiques et la réorientation du mode de développement de nos sociétés risquerait de rendre plus sévère l'impact des changements climatiques. Ceci demeure un défi majeur auquel la France et les autres pays du monde sont confrontés. Des traités internationaux ont été ratifiés pour y faire face :

- la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), adoptée au cours du Sommet de la Terre de Rio de Janeiro en 1992, est le premier texte reconnaissant le changement climatique et proposant des mesures pour y remédier ;
- le Protocole de Kyoto ([Nations Unies, 1997](#)) établissant des objectifs pour la lutte contre le bouleversement climatique pour les années 2008-2012 a été ratifié par 168 pays en 1997 ;
- l'accord de Copenhague propose une stratégie globale pour les années à venir afin de faire face efficacement à cet enjeu en visant à réduire de moitié les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050.

Ces accords internationaux souvent en conflit avec les intérêts politiques et économiques des pays signataires ont mené à des engagements nationaux et supra-nationaux importants. Ainsi, au niveau européen, le Paquet Énergie Climat (PEC) fournit un plan d'action contre le changement climatique. Il s'agit d'un ensemble de directives, décisions et règlements datés du 23 avril 2009 définissant les objectifs de développement des énergies renouvelables, de réduction des émissions de CO₂ et d'accroissement de l'efficacité énergétique. Ce plan décliné pour l'ensemble des pays Européens, dicte les objectifs à atteindre à moyen terme. La politique énergétique française en découle.

Politique énergétique nationale

Production d'électricité en France

La politique menée par les pouvoirs publics dans le domaine de l'électricité a fait de la sécurité d'approvisionnement, la garantie des missions de service public et la contribution à un développement durable trois préoccupations majeures.

Cette politique a porté ses fruits puisque le nucléaire permet une relative autonomie énergétique en France en garantissant des prix de l'électricité parmi les plus bas d'Europe et le taux de satisfaction auprès des usagers est particulièrement élevé. Enfin, les principales sources de production d'électricité que sont le nucléaire et l'hydraulique n'émettent pas de gaz à effet de serre.

La production totale nette d'électricité en France a atteint 541,9 TWh en 2011, répartie entre les différentes filières de production de la façon suivante ([Réseau de Transport d'électricité \(RTE\), 2012](#)) :

- 77,7 % de nucléaire ;
- 9,4 % de thermique classique ;
- 9,3 % d'hydraulique ;
- 3,6 % de renouvelable dont 2,2 % éolien, 0,3 % photovoltaïque et 1,1 % d'autres sources (biogaz, déchets ménagers).

Politique de développement des EnR en France

La France s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre et à développer les EnR, suivant le mouvement mondial de lutte contre le réchauffement climatique. Dès 2001 le pays s'est fixé l'objectif de fournir 21 % de sa consommation d'électricité à partir d'énergies renouvelables à l'horizon 2010 dans le cadre de la [Directive européenne 2001/77/EC \(2001\)](#). Cet objectif a été redéfini dans le PEC Européen par la [Directive européenne 2009/28/EC \(2009\)](#) qui impose de façon plus contraignante l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale en 2020.

La loi « Grenelle 1 » ([Loi n° 2009-967, 2009](#)), résultant du Grenelle de l'Environnement, définit la feuille de route de la France en matière de lutte contre le changement climatique. Il s'agit de renforcer des

mesures d'économies d'énergie et d'assurer la mise en place d'une stratégie ambitieuse de développement des énergies renouvelables sur le territoire français afin d'atteindre l'objectif fixé par la [Directive européenne 2009/28/EC \(2009\)](#). Cette stratégie est détaillée dans le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables remis à la Commission Européenne en août 2010. Ce plan détaille les principales mesures de soutien aux nouvelles filières énergétiques et vise à positionner la France comme un acteur majeur dans l'ensemble de ces filières, ne négligeant aucun gisement renouvelable. Parmi ces mesures, nous pouvons notamment retenir :

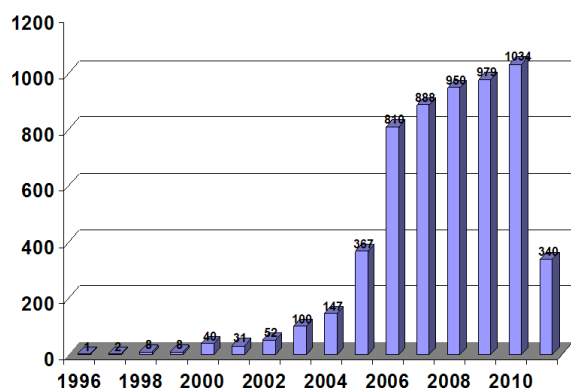
- l'instauration d'un crédit d'impôt pour les moyens de production utilisant les énergies renouvelables ;
- l'obligation d'achat de l'électricité produite avec des tarifs spécifiques pour chacune des filières (éolien, photovoltaïque, etc.) ;
- la simplification des démarches administratives pour les projets domestiques ;
- le lancement d'appels d'offres afin de stimuler la Recherche et Développement (R&D) et d'accélérer la dissémination des nouvelles technologies ;
- la mise en œuvre d'une régulation pour assurer un développement maîtrisé de l'énergie éolienne en créant des zones de développement de l'éolien ;
- la mise en place d'une réglementation spécifique pour les installations photovoltaïques au sol.

Le développement des filières photovoltaïques et éoliennes

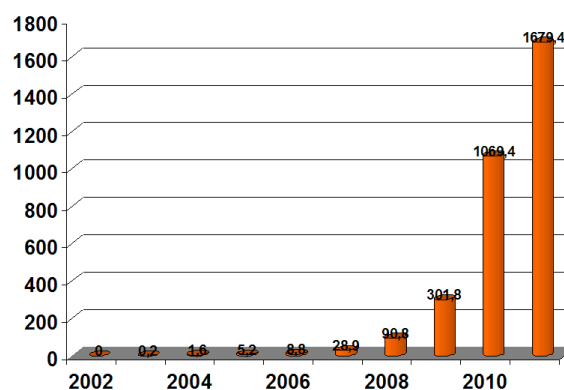
Les énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques contribuent tout particulièrement au développement énergétique durable : elles n'émettent pas, en phase d'exploitation, de gaz à effet de serre et sont potentiellement générateurs d'emplois. Elle participent aussi à la recherche d'une plus grande indépendance énergétique et d'une moindre dépendance aux importations de carburants fossiles. La France a par ailleurs fait le choix d'un développement raisonné et encadré des énergies renouvelables en assurant un développement aussi harmonieux que possible avec d'autres problématiques majeures telles que l'impact paysager et les conflits d'usage des sols.

Cette politique de développement des filières éoliennes et photovoltaïques a eu les effets escomptés.

- La production d'électricité à partir de parcs éoliens a connu un essor important en 2006, la puissance éolienne installée ayant plus que doublée par rapport 2005 (Fig. 1.a). La puissance installée a continué à croître rapidement, atteignant 1034 MW en 2010, alors que l'année 2011 connaît une panne de croissance. Le parc éolien français atteint 6253 MW fin juin 2011, encore loin des 11500 MW prévus fin 2012 par le plan national.
- Le solaire photovoltaïque suit depuis 2008 une très forte croissance : en 2009, 301,8 MW_c étaient raccordés au réseau, soit 3 fois plus qu'en 2008. La puissance cumulée a encore été multipliée par 3 en 2010, atteignant alors 1069,4 MW_c puis 1679,4 MW_c en juin 2011 (Fig. 1.b). La France est donc



a) Evolution de la puissance éolienne installée annuellement en France depuis 1996 (en MW)



b) Puissance PV totale cumulée en France depuis 2002 (en MW_c)

FIGURE .1 – Evolution des filières photovoltaïques et éoliennes (Observ'ER, 2012)

en avance sur la mise en œuvre des objectifs du Grenelle de l'Environnement qui prévoyait 1 100 MW_c installés fin 2012 et 5 400 MW_c en 2020 (Observ'ER, 2012).

Le maurotoire

L'Etat soutient le développement de l'électricité d'origine photovoltaïque par un tarif d'achat de l'électricité favorable aux producteurs dont le surcoût généré est réparti sur l'ensemble des factures d'électricité des consommateurs.

L'essor spectaculaire du photovoltaïque démontre que la filière est amorcée. Cependant malgré les baisses successives de tarifs d'achat intervenues en janvier et en septembre 2010, le rythme de développement est trop élevé pour être soutenable dans la durée. Ceci a conduit le Gouvernement en décembre 2010 à suspendre partiellement pour une durée de trois mois le mécanisme d'obligation d'achat pour les installations photovoltaïques non résidentielles (Décret n° 2010-1510, 2010).

Un nouveau dispositif de soutien de la filière photovoltaïque a été présenté en mars 2011, visant un équilibre entre le développement d'une filière industrielle compétitive, l'amélioration des performances énergétiques et environnementales et la hausse du coût pour les consommateurs d'électricité. Ce dispositif fait appel à 2 mécanismes distincts suivant la puissance de l'installation : d'une part des tarifs d'achats, ajustés chaque trimestre, pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kW_c, d'autre part des appels d'offres pour les installations sur bâtiments de plus de 100 kW_c et les centrales au sol.

Insularité et contexte énergétique corse

Le contexte énergétique particulier des territoires insulaires

La majorité des îles dans le monde a une économie vulnérable sur laquelle l'approvisionnement énergétique pèse lourdement, d'autant que la demande croît sous l'effet de la pression démographique et du développement touristique. Les îles rencontrent ainsi des problèmes spécifiques dans leur approvisionnement énergétique ([Commission des îles CRPM, 2001](#)) :

- l'impossibilité ou le caractère coûteux d'une connexion aux sources d'énergie du continent ;
- les prix élevés de l'énergie qui, s'ils étaient intégralement répercutés sur les usagers affecteraient la compétitivité de l'industrie locale et le niveau de vie des résidents ;
- une dépendance accrue à l'égard des carburants importés ;
- les fluctuations dans la demande énergétique dues au tourisme saisonnier ;
- l'absence de concurrence en matière de distribution locale de l'énergie, vu l'étroitesse des marchés ;
- les difficultés de l'approvisionnement énergétique liées à l'isolement et au relief.

Considérant ces limites d'un côté, l'abondance de ressources renouvelables d'énergie et leur capacité d'intégration de l'autre, il semble opportun de développer de façon les moyens de production renouvelables sur les territoires insulaires, considérant que « *les îles doivent devenir de véritables laboratoires pour l'avenir des énergies "durables"* » ([Marin et al., 2005](#))

Ressources énergétiques de la Corse

La base de la production d'électricité en Corse est assurée par les centrales thermiques et les importations. En 2011, 43,6 % des 651,2 MW de la production provenaient des deux centrales au fuel de la région de Bastia et d'Ajaccio et des turbines à combustion (TAC) installées à Lucciana (Fig.2 et Fig.3). Dans le même temps, 23 % de l'électricité sont importés de Sardaigne et d'Italie par les câbles haute tension SARCO (SARdaigne-CORse) et SACOI (SAdaigne-CORse-Italie) (Fig.2).

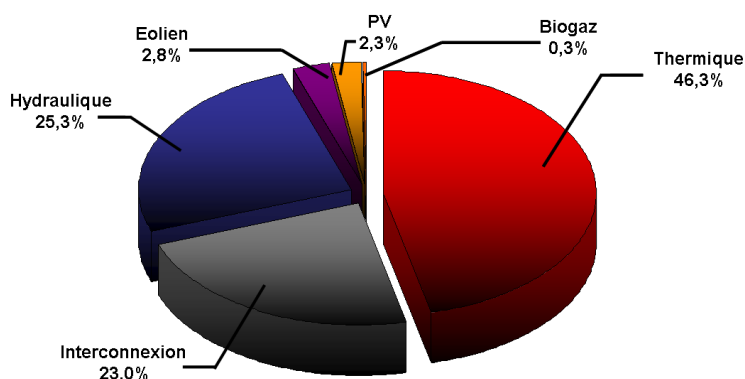


FIGURE .2 – Moyens de production d'électricité en Corse et répartition de la production en juin 2011 (EDF SEI, 2011)

Les énergies renouvelables représentent 30,6 % du mix énergétique, dont 25,3 % de production hydraulique (Fig..2), la Corse étant équipée d'un parc de grande hydraulique représentant 139,1 MW répartis sur les vallées du Prunelli, du Golo et du Fium'Orbo et de nombreux ouvrages micro-hydrauliques.

En dépit d'un gisement éolien techniquement exploitable estimé à 433 MW, pour une vitesse moyenne de vent supérieure à 7 m/s à 10 m de hauteur (Poggi et Notton, 2005), seuls 18 MW sont d'origine éolienne. La production éolienne, répartie sur 3 fermes en Balagne et sur le cap Corse (Fig..3), ne représente que 2,8 % de la production électrique totale (Fig..2).

Enfin la production d'électricité photovoltaïque en Corse a atteint 2,3 % de la production totale en 2011 (Fig..2) en dépit d'un potentiel estimé à 1400 TEP/ha/an (Poggi et Notton, 2005). La Corse comptait ainsi 15 MW_c de PV connectés au réseau en 2011, répartis sur 645 installations de petites dimensions. La production PV devrait représenter 68,7 MW_c en 2012, une fois les centrales au sol d'envergures raccordées au réseau (EDF SEI, 2011) (Fig..3).

Le seuil des 30 % de taux de pénétration des énergies intermittentes dans le réseau électrique, fixé dans l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 modifié, sera alors dépassé en 2012 (EDF SEI, 2011). Des projets sont encore envisagés en dépit de cette limite, le gestionnaire de réseau prévoyant des déconnexions en cas de risque de dépassement de cette limite alors que des installations photovoltaïques et éoliennes équipées d'unités de stockages devraient présenter une alternative pour palier à l'intermittence. La centrale hybride PV éolien avec stockage installée à Méria (Fig..3) ainsi que l'installation expérimentale MYRTE du centre de recherche G. Péri de l'université de Corse, hybridant un champ PV et une chaîne hydrogène sont les deux premières installations du genre.

Compétences énergétiques de la Collectivité Territoriale de Corse

Si les objectifs nationaux de production d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 sont centralisés, la mise en place des moyens de production est largement déléguée au niveau local, avec une forte implication

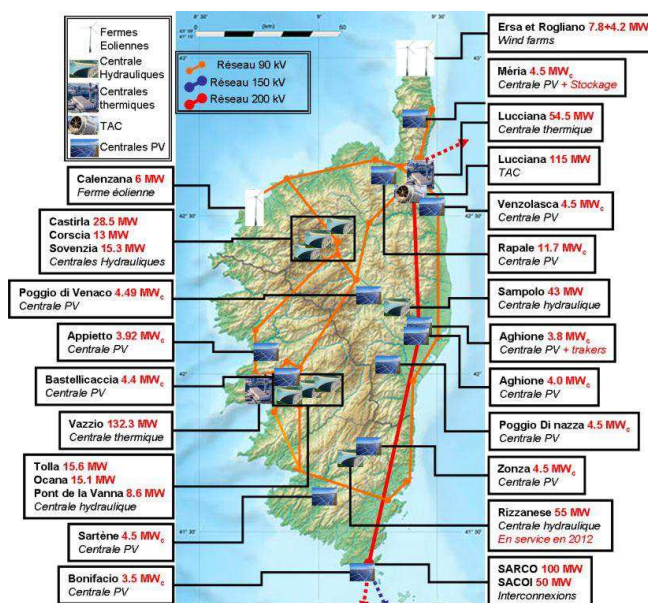


FIGURE .3 – Répartition des moyens de production en Corse (EDF SEI, 2011) (avec centrales photovoltaïques de plus de 3,5 MW_c)

des collectivités locales pour promouvoir les nouvelles technologies. La Corse est un exemple de cette dynamique.

Le statut de 1982 confie à la Collectivité Territoriale de Corse (CTC) des responsabilités étendues dans le domaine de l'énergie et du développement. Par la suite, les compétences de la CTC en matière énergétique ont été définies par la loi du 13 mai 1991 et se sont vues renforcées en 2002. Ces compétences concernent le développement des énergies renouvelables, les actions de maîtrise de l'énergie et la participation au plan de couverture des besoins, en collaboration avec EDF, selon deux axes principaux :

1. Une compétence spécifique dans l'élaboration et la mise en œuvre d'un programme de prospection, d'exploitation et de valorisation des ressources énergétiques locales, concernant des installations dont la puissance est inférieure à 8 MW. Cette compétence s'est concrétisée par l'adoption de divers textes définissant la stratégie énergétique tels que le plan énergétique de la Corse pour la période 2005-2025 qui définit les orientations de la politique énergétique régionale centrée sur un « trépied énergétique » qui prévoit :
 - le renouvellement des moyens de production de base,
 - le renforcement de l'interconnexion,
 - le développement des énergies renouvelables.

Par la suite la CTC s'est dotée depuis 2007 d'un « Plan de développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie » dans l'optique d'atteindre l'objectif de 30% d'électricité produite par des moyens renouvelables. Ce texte sert de référence à l'ensemble des actions mises en œuvre dans ce domaine par la CTC et ses partenaires pour la période 2007/2013.

2. La seconde compétence concerne l'aménagement du territoire et la possibilité de faire des propositions en matière de choix d'implantations pour les ouvrages nécessaires à l'alimentation énergétique de l'île.

Cette compétence définit le rôle consultatif de la CTC : elle est systématiquement saisie par l'autorité administrative en charge des permis de construire pour tout nouveau projet. Ce pouvoir décisionnel ne concerne cependant ni les centrales thermiques, ni les installations hydrauliques pour les ouvrages dont la puissance est supérieure à 8 MW.

Afin d'exercer son autorité de façon transparente et impartiale, ainsi que de faire face à l'afflux important de projets d'installations éoliennes ou photovoltaïques, la CTC s'est dotée d'une charte du développement maîtrisé de l'éolien en 2007 ([Collectivité Territoriale de Corse, 2007](#) ; [Délibération n°07/052, 2007](#)) et d'une charte de développement de l'énergie solaire photovoltaïque en Corse en 2009 ([Délibération n°09/116, 2009](#)).

La politique énergétique en Corse est résolument orientée vers le développement des énergies renouvelables et particulièrement en faveur de l'énergie solaire. Ainsi, avant le maurotoire sur le mécanisme d'achat de l'énergie photovoltaïque de décembre 2010 ([Décret n° 2010-1510, 2010](#)), le tarif d'achat de l'électricité produite par des systèmes solaires était particulièrement avantageux : celui-ci garantissait un prix d'achat fixé à 40c€/kWh pendant 20 ans contre 30c€/kWh en France continentale. Sur cette base, le taux de rentabilité interne de l'investissement dans une centrale PV en Corse était estimé à 6,5% ([ADEME, Département Energies Renouvelables, 2006](#)).

Dans ce contexte, le photovoltaïque a connu un engouement sans précédent en 2008, illustré par une offre de 74 projets PV privés, dont la puissance cumulée était estimée à 297 MW_c. La sélection des installations projetées les plus pertinentes ainsi qu'une nouvelle planification de développement des installations solaires sont devenues des problématiques importantes du point de vue des institutionnels, des industriels du secteur et du gestionnaire de réseau.

L'intégration de systèmes de production d'énergie utilisant la ressource solaire au réseau électrique corse est l'objet de cette thèse. L'aide à la sélection multicritère de projets photovoltaïques est la base de ce travail. Cette étude initiale a soulevé diverses problématiques autour de la ressource solaire dont son estimation ainsi que la caractérisation de ses fluctuations et le foisonnement territorial. Ces deux thématiques sont traitées dans cette thèse.

Organisation du manuscrit

Les acteurs institutionnels compétents saisis pour avis, la CTC et la Chambre Départementale d'Agriculture de Haute-Corse (CDA2B), ont exprimé le besoin d'une évaluation multicritère des nombreux projets photovoltaïques présentés depuis 2008. Si, la CTC a adopté en complément de sa charte de développement du photovoltaïque un dispositif d'évaluation des projets ([Délibération n°09/116, 2009](#)), la CDA2B a commandé à l'Université de Corse une expertise d'évaluation dans le cadre d'une collaboration conventionnée afin de fonder son avis sur une argumentation rigoureuse. La partie **I** de cette thèse est dédiée à l'aide à la sélection multicritère de centrales photovoltaïques mise en place dans ce contexte. Dans un premier temps, la méthodologie d'analyse multicritère sera introduite dans sa globalité. Par la suite, les projets seront présentés, les contraintes et critères définis. Enfin, une fois le modèle d'agrégation détaillé, les résultats de son application seront présentés tandis que leur robustesse et sensibilité seront discutées.

La thèse s'articule autour de l'analyse multicritère ainsi opérée. Celle-ci soulève en effet deux problématiques liées à la ressource solaire : son estimation et son intermittence.

Le productible net est un des critères de l'analyse multicritère. Son évaluation est particulièrement délicate et s'appuie dans notre étude sur les chiffres fournis par les industriels. Une cartographie du potentiel solaire en Corse semble indispensable afin de renseigner de façon objective le tableau de performances utilisé dans l'analyse multicritère. La construction de cette carte par désagrégation d'images satellite Météosat-8 avec prise en compte des effets de masques est le sujet de la partie **II**. Il s'agit dans cette partie de présenter les méthodes de cartographie de potentiels solaires, montrant l'intérêt des données satellites. Par la suite, les estimations de rayonnement solaire obtenues par imagerie satellite et utilisées pour nos cartes sont présentées. Un processus de désagrégation a été ensuite développé, les sous-modèles le constituant testés et les apports du traitement en termes de résolution et de précision sont évalués. Enfin, l'algorithme de génération des cartes ainsi que les cartes finales sont détaillés.

La partie **I** a par ailleurs permis d'introduire l'intermittence de la ressource solaire en Corse, son foisonnement et sa prédictibilité. Ces problématiques particulièrement importantes pour le gestionnaire de réseau sont traitées dans la partie **III** qui présente l'étude réalisée dans le cadre d'une collaboration conventionnée entre l'Université de Corse Pascal Paoli et EDF¹. Le premier objectif de ce travail est de caractériser

1. Cette étude est l'objet d'un avenant à la convention cadre signée en novembre 2011

les variabilités du rayonnement solaire sur l'ensemble du territoire. Il s'agit de permettre au fournisseur d'électricité d'établir des stratégies de gestion des moyens de productions afin de palier aux intermittences de la production PV, pour une intégration massive optimisée du PV dans le mix énergétique tout en garantissant la stabilité du réseau. Un second objectif est de quantifier et d'optimiser le foisonnement de la ressource solaire. Ce phénomène permettrait de limiter les occurrences de variations intenses susceptibles de déstabiliser le réseau et rendrait techniquement possible le dépassement de la limite de 30 % d'énergie fatale sur le réseau. Enfin la prédiction des variations permettrait au gestionnaire de réseau d'anticiper les fluctuations de production PV afin d'appliquer les stratégies préétablies. L'étude s'appuie sur des mesures pyranométriques réalisées à 1 Hz sur 11 sites maillant le territoire corse. La caractérisation de la variabilité de la ressource est alors passée par le développement et l'implémentation d'une méthode de classification typologique des variations. Cette classification de variations sera utilisée dans un premier temps pour étudier la météorologie de chaque site d'étude. Cette méthode permettra ensuite de quantifier le foisonnement en Corse et de l'optimiser. Enfin, la prédictibilité des successions des classes de variations sera étudiée.

Références

- ADEME, Département Energies Renouvelables. (2006). Le marché photovoltaïque en France. Etat des lieux, mise en perspective, rentabilité financière des systèmes, vision du développement de la filière. (Rapport technique). Consulté sur [/http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=7955A6C681FC7A86846DCCC3BFBAAA71170857228524.pdf](http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=7955A6C681FC7A86846DCCC3BFBAAA71170857228524.pdf)
- Collectivité Territoriale de Corse. (2007, mars). Charte de développement maîtrisé de l'éolien en Corse.
- Commission des îles CRPM. (2001). Déclaration finale de la XXI conférence annuelle de la commission des îles. In (p. 16). Porto Vecchio, Corse.
- Décret n° 2010-1510. (2010, décembre). Décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du Soleil. Journal Officiel de la République Française. Consulté sur <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023212761&dateTexte=&categorieLien=id>
- Directive européenne 2001/77/EC. (2001, septembre). Directive 2001/77/EC of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. Consulté sur <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2001:283:0033:0033:EN:PDF>
- Directive européenne 2009/28/EC. (2009, avril). Directive 2009/28/EC of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. Consulté sur <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:EN:PDF>
- Délibération n°07/052. (2007, mars). Délibération n°07/052 AC de l'assemblée de Corse portant sur l'adoption du schéma éolien de la Corse. Assemblée de Corse.
- Délibération n°09/116. (2009, juin). Délibération n°09/116 AC de l'assemblée de Corse approuvant le projet de charte de développement du photovoltaïque et le dispositif d'évaluation des projets. Assemblée de Corse.
- EDF SEI. (2011). Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre/Demande d'électricité Corse. (Rapport technique). Consulté sur <http://sei.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/SEI/corp/Bilan-previsionnel-2011-Corse.pdf>
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2007). Climate Change 2007 : Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. (Rapport technique). Valence, Espagne : IPCC.
- Loi n° 2009-967. (2009). Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1). Journal Officiel de la République Française. Consulté sur <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000020949548>
- Marin, C., Alves, L., et Zervos, A. (2005). 100% RES A challenge for Island Sustainable Development. Lisbon-Portugal : Research Group on Energy and Sustainable Development, Mechanical Engineering

-
- Department. Consulté sur <http://www.unescocan.org/pdf/100RES.pdf>
- Nations Unies. (1997). Protocole de Kyoto. La convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Consulté sur http://www.wipo.int/edocs/trtdocs/fr/un-fcccp/trt_un_fcccp.pdf
- Observ'ER. (2012). Le baromètre 2011 des énergies renouvelables électriques en France. (Rapport technique N° 2^{nde} édition).
- Poggi, P., et Notton, G. (2005). La production d'énergie électrique en Corse. bilans et perspectives. In (p. 29). Université d'été, La Réunion.
- Réseau de Transport d'électricité (RTE). (2012). Bilan électrique 2011. (Rapport technique). RTE, direction Economie Prospective et Transparence. Consulté sur http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Bilan_electrique/RTE_bilan_electrique_2011.pdf

Première partie

AIDE MULTICRITÈRE À LA DÉCISION POUR LA SÉLECTION DE CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES SUR SITES À VOCATION AGRICOLE

Introduction	26
Contexte de l'étude	26
Introduction aux méthodes d'aide multicritère à la décision	27
Planifications énergétiques insulaires par AMCD : état de l'art	28
Structure du processus d'étude	29
Le groupe de travail	30
1 Alternatives, contraintes et critères d'évaluation	31
1.1 L'offre de projets photovoltaïques	31
1.2 Contraintes des alternatives	32
1.3 Des points de vue aux critères d'évaluation	33
1.3.1 Production nette	34
1.3.2 Part du terrain loué non occupée par l'installation photovoltaïque	35
1.3.3 Etude dans les dossiers de la dégradation écologique potentielle	35
1.3.4 Pertinence de la présentation de l'impact visuel dans les dossiers	36
1.3.5 Distance minimale entre l'installation projetée et l'observateur	38
1.3.6 Risques de conflits d'usage agricoles et socio-économiques	38
1.3.7 Activités du projet pouvant revenir aux entreprises installées en Corse et aides à l'équipement EnR des résidents locaux	40
1.3.8 Surplus anticipé de budget communal annuel par habitant	40
2 Évaluations et agrégation multicritère de surclassement	41
2.1 Choix du modèle multicritère	41
2.2 Éléments du modèle ELECTRE	42
2.2.1 Symbolisme mathématique de base	42
2.2.2 Connaissance imparfaite, seuils de discrimination et de veto sur les critères	43
2.2.3 Poids relatifs normés des critères	47
2.2.4 Tableau de performances	48
2.3 Tests de surclassement et noyau	48
2.4 Principaux résultats	50
2.5 Discussion	53
Conclusion	55
Références	57

Introduction

Contexte de l'étude

La Corse bénéficie d'un potentiel solaire conséquent ainsi que d'une politique énergétique publique dynamique tournée vers les énergies renouvelables, si bien que l'île est devenue particulièrement attractive pour les industriels du secteur photovoltaïque (PV). Dans ce contexte, la Corse est sujet de convoitises, de nombreuses implantations PV y étant projetées. La Collectivité Territoriale de Corse (CTC), en raison de ces compétences particulières en matière de politiques énergétiques, ainsi que la Chambre Départementale d'Agriculture de la Haute-Corse (CDA2B) pour ces compétences en matière de gestion des terres à vocation agricole, sont sollicitées pour juger de la pertinence, la faisabilité et l'acceptabilité de chaque projet de centrale PV. Ces institutions publiques ont l'ambition de répondre de façon transparente et avertie aux sollicitations des industriels.

Ainsi, la CTC a réalisé sa propre expertise de tous les projets PV de la région (Haute-Corse et Corse-du-Sud) par le biais d'une étude multicritère. L'application de huit contraintes et 39 critères ont permis à la CTC de prononcer un avis favorable pour 18 des 74 projets soumis ([Délibération n° 09/251, 2009](#)).

La CDA2B a, quant-à elle, sollicité des chercheurs de l'Université de Corse en vue d'un éclairage scientifique sur la question. Ces derniers apportent leur expérience et leur expertise en matière de science décisionnelle appliquée aux énergies renouvelables. Cette étude entre dans le cadre d'une convention d'un an entre l'Université de Corse, le CNRS et la CDA2B signée en avril 2009² dont l'objet est la sélection de projets d'implantations photovoltaïques pertinents parmi 16 projets déjà élaborés, soumis par des industriels aux décideurs locaux. Les priorités sont les suivantes :

1. Les risques de conflits d'usage doivent être évalués : les installations photovoltaïques étudiées pourraient potentiellement occuper 311 ha de terrains à vocation agricole³ ;
2. La limite de connexion de moyen de production d'électricité intermittente sur le réseau électrique régional doit être respectée. Le décret ministériel du 23 avril 2008 modifié impose un maximum de 30 % d'énergie fatale injecté dans le réseau électrique afin de garantir sa stabilité. Ce ratio représente environ 100 MW dans le contexte énergétique actuel de la Corse, mais un décret de juin 2009 ([Délibération n°09/116, 2009](#)) a fixé cette limite à 83 MW. Les installations existantes (3 parcs éo-

2. Convention n°2009-012.

3. sur 216500 ha de surface agricole utilisée, dont 11230 ha cultivée, sur tout le département (chiffres INSEE http://www.insee.fr/fr/themes/tableau.asp?reg_id=6&ref_id=agrtc10201).

liens) représentent déjà 18 MW tandis que les installations éoliennes et photovoltaïques projetées acceptées représentent 19 MW de telle sorte que seuls 46 MW d'énergies renouvelables pourront être intégrés. L'ensemble des projets présente une puissance cumulée potentielle de 98,17 MW_c sur le seul département de Haute-Corse, dépassant le plafond admis pour l'ensemble de la Corse.

3. Une dispersion territoriale de la production d'électricité photovoltaïque doit être garantie : le risque de concentration géographique de l'offre énergétique est à considérer, pour limiter les chutes brutales de celle-ci en raison de facteurs climatiques ou techniques.
4. L'acceptabilité sociale des projets doit être prise en compte. Les impacts positifs et négatifs liés à l'impact financier ou visuel qu'auraient de telles installations sur les populations locales seront étudiés.
5. L'impact écologique doit être évalué. La production d'électricité photovoltaïque est supposée être une alternative durable. Cependant de telles installations ont un coût écologique non négligeable qu'il est déterminant d'évaluer afin de garantir leur réel bénéfice environnemental.
6. L'impact économique et financier au niveau régional et local doit aussi faire partie des priorités.

Il s'agira donc dans cette partie de démontrer l'intérêt d'outils d'aide multicritère à la décision dans ce contexte particulier. Dans un premier temps, la méthodologie d'analyse multicritère et le processus à suivre seront présentés dans leur globalité. Par la suite, les différentes étapes du processus seront détaillées et appliquées à notre cas d'étude : les alternatives seront présentées, les contraintes et critères définis. Une fois le modèle d'agrégation détaillé, il sera appliqué et les résultats seront présentés et discutés, leur robustesse et sensibilité étudiées.

Introduction aux méthodes d'aide multicritère à la décision

Depuis des décennies, la recherche opérationnelle apporte des modèles de calculs en vue de traiter des problèmes décisionnels. L'approche classique qui consiste à optimiser une unique fonction-objectif sous contraintes éventuelles, présente l'avantage de mener à des modélisations mathématiques claires, bien formulées et adaptées à la décision unicritère. C'est le cas des analyses coûts-bénéfices ([Ben Mena, 2000](#)) ou d'outils plus simples et largement diffusés tels que les sommes ou moyennes arithmétiques. En revanche, ces démarches s'avèrent généralement inadéquates pour traiter les problèmes décisionnels complexes, où les acteurs recherchent des objectifs multiples et variés plus ou moins conflictuels. Plus particulièrement, de telles démarches revêtent deux inconvénients majeurs pour éclairer la décision réelle, multicritère et multi-acteurs ([Haurant et al., 2011](#)) :

1. Elles imposent de ne retenir qu'une seule échelle d'évaluation commune (notation, monétaire, utilité, etc.) pour juger des performances des solutions sur chacun des critères, ce qui ne permet pas d'inscrire

l'exercice évaluatif dans la pluralité des systèmes informationnels et de valeurs propres à chaque acteur du processus.

2. La synthèse des évaluations de chaque solution peut être fortement compensatoire, une mauvaise performance sur un critère pouvant être rattrapée par une bonne performance sur un autre critère, noyant ainsi perdants et gagnants dans un résultat pouvant promouvoir une logique sectorielle et pouvant être source de non acceptation de la décision.

Ainsi, l'approche moderne de la recherche opérationnelle développe, depuis une quarantaine d'années, des méthodes d'aide multicritère à la décision (AMCD) palliant aux faiblesses de la démarche classique. Roy (1985) définit l'AMCD comme « *une aide à la décision et un outil mathématique permettant la comparaison de différentes alternatives ou scénarii, selon plusieurs critères, souvent en conflits, dans le but de guider le décideur vers le choix le plus judicieux* ». Le fait que les différents critères sont, dans la plupart des cas, en situation conflictuelle (par exemple, les critères économiques, écologiques et le sociaux ne sont pas toujours aisément conciliables) conduit généralement à l'absence de solution optimale et à la nécessité de disposer d'outils dédiés à la recherche de solutions satisfaisantes. A cet égard, l'AMCD apporte sa contribution, par une science de l'aide à la décision (Roy, 1992) : « *activité de l'homme d'étude visant à éclairer la décision par une recommandation formulée auprès des décideurs* », les décideurs conservent leur entière liberté de choix face aux conclusions scientifiques, la décision finale leur appartenant (Oberti, 2004).

Planifications énergétiques insulaires par AMCD : état de l'art

Les dirigeants de territoires insulaires affichent de plus en plus la volonté de tendre vers l'autonomie énergétique grâce à l'usage d'énergies propres et d'une maîtrise de la demande en énergie. Ces tâches aussi complexes qu'essentiels nécessitent la mise en place de planifications énergétiques rigoureuses spécifiques au caractère insulaire. La multiplicité des enjeux, tant économiques, écologiques, sociaux justifie l'utilisation d'outils d'analyse multicritère et d'aide à la décision.

La planification énergétique par analyse multicritère attire depuis quelques temps les décideurs afin de choisir de façon transparente, rationnelle et efficace les scénarii de meilleurs compromis parmi ceux envisagés pour la production d'électricité (Pohekar et Ramachandran, 2004). De nombreux travaux illustrent l'utilisation de ces outils dans des problématiques de choix de moyens de production d'énergie les plus adaptés, dans un contexte insulaire.

L'analyse multicritère a été appliquée pour un choix parmi 8 stratégies d'approvisionnement sur l'île de Crète, allant d'une forte pénétration des énergies renouvelables à l'utilisation d'une interconnexion avec le continent (Georgopoulou et al., 1997). Quinze critères d'évaluation traitant des points de vue économiques, techniques, politiques et environnementaux ont permis de classer les stratégies étudiées dans des catégories « très bonne stratégie, bonne stratégie et stratégie intermédiaire » grâce à l'application d'ELECTRE III.

Ce même modèle a été implémenté pour classer 14 alternatives de développement des énergies renouvelables en Sardaigne (Beccali et al., 2003). Elles ont été évaluées selon 12 critères, aboutissant à différents classements selon l'ordre de priorité entre enjeux environnementaux, économiques ou d'économie d'énergie.

Les méthodes multicritères ont permis par ailleurs d'ordonner les technologies renouvelables existantes (PV, éolien, biomasse) en Sicile (Cavallaro, 2005) selon leur pertinence, considérant 11 critères dont le coût d'investissement, la maturité de la technologie, la continuité de production ou l'acceptabilité sociale. L'application des méthodes PROMETHEE I et II a alors permis de générer un tableau d'indices de préférences d'une technologie sur une autre, aboutissant à un classement.

Enfin des choix de mixtes des technologies ont été réalisés par aide multicritère à la décision en Crète (Tsoutsos et al., 2009) par application des méthodes PROMETHEE I et II. Les 4 mixtes technologiques considérés dans cette étude ont été classés par différents acteurs institutionnels grâce à 7 critères d'évaluation. Une classification similaire a été réalisée pour le mixte énergétique des îles Grecques de Karpathos et Kassos par agrégation des scores de 8 scénarii sur 5 critères selon le modèle ELECTRE III (Papadopoulos et Karagiannidis, 2008).

Dans d'autres cas, les méthodes multicritères ont été utilisées pour dimensionner une ferme éolienne et l'éventuel ajout d'une installation photovoltaïque sur les îles Eoles (Italie) (Cavallaro et Ciraolo, 2005) et pour la localisation de sites d'implantation de fermes éoliennes en Corse (Oberti, 2006).

Structure du processus d'étude

La structure générale du processus d'aide multicritère à la décision participative revêt dix étapes principales (Froger et Oberti, 2002 ; Oberti, 2004) (Fig.I.1).

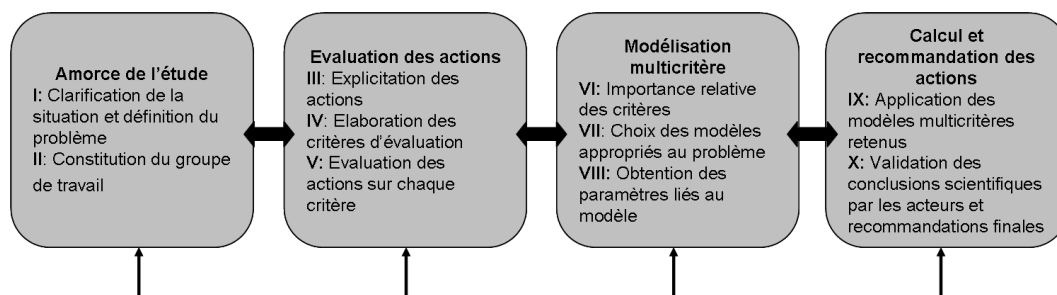


FIGURE I.1 – Structure générale du processus d'aide multicritère à la décision

La mise en œuvre dudit processus ne suit pas nécessairement une séquence linéaire de I à X : le contenu de certaines étapes peut engendrer une redéfinition du contenu d'étapes antérieures. Ainsi, l'étude de chacun des dossiers de projets photovoltaïques a conduit à redéfinir certains des critères, ceux-ci ne pouvant être totalement renseignés par l'ensemble des dossiers dans leur version initiale.

Le groupe de travail

Un groupe de travail se compose d'acteurs intégrant trois blocs principaux :

- **les parties intéressées** : « *personnes, groupe de personnes ou organisation pouvant être affectées par l'action du ou des décideurs, ou qui peuvent affecter ou influencer le processus de décision* » (Banville et al., 1998) ;
- **le collège des évaluateurs** : « *Un évaluateur a pour rôle de porter un jugement de valeurs sur les actions eu égard à un ou plusieurs critères* » (Oberti, 2004). Les évaluateurs se doivent d'être neutres, indépendants par rapport aux actions potentielles et compétents dans les domaines rattachés aux évaluations ;
- **le groupe des hommes d'étude** : il se compose de spécialistes dans les démarches multicritères, contribuant à l'initialisation et au bon déroulement de l'étude, conformément aux impératifs méthodologiques.

Le groupe de travail constitué pour cette étude, initié lors d'une première réunion à l'Université de Corse à la demande de la Chambre Départementale d'Agriculture de Haute-Corse, est présenté dans le tableau I.1. Il est composé de 6 personnes :

- 3 membres de la CDA2B représentant les parties intéressées ;
- 3 membres de l'Université de Corse jouant le rôle d'évaluateurs et d'hommes d'études.

Bloc d'acteurs	Rattachement	Fonction	Participation
Partie intéressée	CDA2B	Chargé de communication Vice-Président Président	Phases I, II, IV, VI Phases I, II, IV Phase VIII
Hommes d'étude et évaluateurs	Université de Corse	Doctorant Énergétique PRU Sciences Physiques EnR MCF HDR Sciences Économiques de l'environnement	Phases I à X Phases I à X Phases I à X

TABLE I.1 – Groupe de travail

Chapitre 1

Alternatives, contraintes et critères d'évaluation

1.1 L'offre de projets photovoltaïques

L'étude décrite dans ce chapitre porte sur 16 projets de champs photovoltaïques (notés a_i sur la carte de la figure I.2) de tailles importantes (Tab.I.2) susceptibles d'occuper des terrains initialement à vocation agricole dans la plaine orientale et la région bastiaise (Fig.I.2).

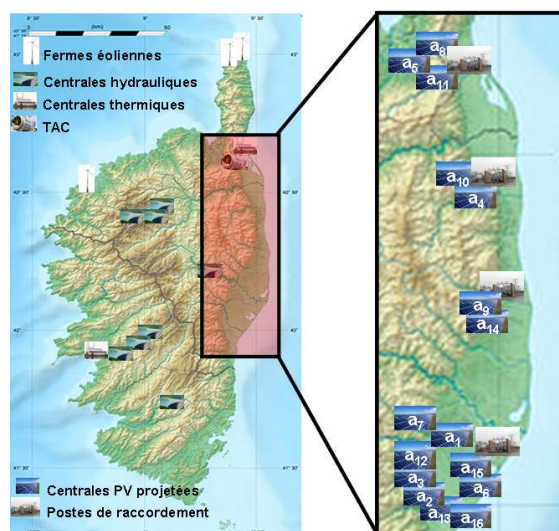


FIGURE I.2 – Localisation géographique des moyens de production électrique en Corse (Poggi et Notton, 2005) et des parcelles concernées par les 16 centrales photovoltaïques étudiées

Le tableau I.2 résume les caractéristiques principales de ces installations projetées explicitées dans les dossiers de présentation des projets. Précisons que la surface efficace désigne la surface totale occupée par l'ensemble des modules photovoltaïques. Nous pouvons constater que 7 des industriels considèrent que 1 ha de panneaux photovoltaïques équivaut à 1 MW_c tandis que 8 d'entre eux considèrent que le rapport entre puissance installée et surface efficace est entre 1,3 et 1,5 MW_c/ha. Le projet a_3 est singulier puisque son porteur considère ce rapport égal à 0,6 MW_c/ha. Par ailleurs, le rapport entre puissance installée et productible net informe sur le nombre d'heures de fonctionnement en régime nominal par an : les industriels misent sur 1200 à 1500 h de fonctionnement annuel, une majorité d'entre eux misant sur 1300 h.

Poste de raccordement	Projet	Site	Commune	Puissance (MW _c)	Productible annuel (GWh/an)	Surface de la parcelle louée (ha)	Surface efficace (ha)
Oletta	a ₁	Malpergo	Rapale	10,26	12,82	40	9,86
	a ₈	Griolo	Oletta	3,43	5,15	11,1	3,41
	a ₁₁	Mignalojo	Oletta	3,55	5,32	14,3	3,5
Taglio	a ₄	Querci	Penta di Casinca	11,06	16,5	41,5	10,4
	a ₁₀	Citrinche	Venzolasca	4,5	5,85	12	3
Cervione	a ₉	Farinaccio & Sandali	Linguizzetta	8,5	10,16	29,48	8,43
	a ₁₄	Sbiri	Linguizzetta & Talonne	8	10,4	23	5,9
Ghisonaccia	a ₁	Tozze	Aghione	11,64	17,5	36,68	11,5
	a ₂	Alzozu	Prunelli Di Fiumorbo	1,27	1,62	3,6	1,3
	a ₃	Casa Calva	Prunelli Di Fiumorbo	3,05	4,585	14,3	5,7
	a ₆	Mortella	Ghisonaccia	3,89	5,179	11,5	2,86
	a ₇	Maison Pieraggi	Pietroso	1,83	2,414	5,79	1,37
	a ₁₂	Manalotte	Poggio Di Nazza	4,5	5,85	17,43	3,1
	a ₁₃	Chisacca	Serra Di Fiumorbo	8	10,4	17	5,1
	a ₁₅	Niellone	Prunelli Di Fiumorbo	4,02	5,378	10,8	3,54
	a ₁₆	Acqua di l'Asino	Ventiseri	10,65	14,995	30,21	10,25

TABLE I.2 – Caractéristiques des 16 projets de centrales photovoltaïques déposés par les industriels

1.2 Contraintes des alternatives

Les contraintes de pré-sélection sont des conditions d'acceptabilité ou d'éligibilité que les actions doivent satisfaire pour être candidates à l'étude multicritère (Oberti, 2004). Trois contraintes ont été déterminées dans le cadre de notre étude (Tab.I.3)

La faisabilité technique des projets photovoltaïques repose par ailleurs sur les capacités d'accueil de nouvelles installations par les postes de raccordement existants dont l'augmentation de capacité reste pos-

Code	Définition
C ₁	Démantèlement de l'installation garanti : le démantèlement de l'installation doit être garanti par le contrat d'exploitation
C ₂	Classification écologique de la zone : les parcelles concernées ne doivent pas être classées Natura2000 ou zone humide
C ₃	Topographie de la zone : les pentes des parcelles ne doivent pas dépasser 10%

TABLE I.3 – Contraintes de pré-sélection des projets PV

sible mais est à la charge des porteurs de projets. Ainsi, leur engagement à redimensionner les postes de raccordement si nécessaire est un élément qui reste également à appréhender.

Enfin, l'ensemble des projets se dispersent sur trois zones géographiquement restreintes et ne concernent que quatre postes de raccordement électrique. Afin de respecter l'exigence de foisonnement territorial, qui pourrait être considéré comme une contrainte, l'étude ne traite simultanément que les projets destinés à être raccordés au réseau électrique par le même poste de raccordement. Ainsi, les recommandations de projets sont formulées par poste de raccordement électrique.

1.3 Des points de vue aux critères d'évaluation

Un critère est un outil créé pour évaluer et comparer des actions potentielles d'un point de vue particulier (Roy, 2000). La construction d'un ensemble (ou d'une famille) de critères d'évaluation est le résultat d'un processus évolutif et de concertation entre les acteurs. Cette approche ne se veut pas totalisante, à savoir retenant une famille de critères d'évaluation nombreuse risquant de générer des redondances et antagonismes entre eux, mais cohérente, offrant une complémentarité de points de vue comparatifs retenus par les acteurs, tout en tenant compte des irréductibles carences informationnelles.

Les évaluations des projets sont basées sur les dossiers présentés par les industriels, les critères étant renseignés par la lecture ciblée sans visite de terrain. Il est alors primordial que tous les dossiers renseignent chacun des critères ainsi que les différents points des barèmes, justifiant quelques évolutions dans la définition des critères. Ainsi, l'étude de l'impact visuel par exemple, initialement prévue sous forme de construction de cartographies de visibilité en largeur et profondeur des champs photovoltaïques et de l'avis de citoyens, a ainsi été remplacée par une étude du traitement de l'impact visuel dans les dossiers (section 1.3.4).

Sept critères d'évaluation ont été élaborés afin de compiler les informations disponibles dans les dossiers pour comparer les projets sous divers angles : énergétique, géo-économique, écologique, visuel, territorial. Un huitième critère intervient à titre optionnel : le surplus anticipé de budget communal annuel par habitant. Il traduit une préoccupation financière faisant intervenir la taxe professionnelle, mais dont l'avenir était incertain en France à l'époque de l'étude¹ et les montants figurant dans les dossiers des industriels

1. La taxe professionnelle a été effectivement supprimée dans la loi de finance pour 2010 (loi n°2009-1673 du 30 décembre 2009) et remplacée par une « Contribution économique territoriale ».

varient de manière non négligeable pour des projets similaires. Ainsi la méthode multicritère a été implémentée sur deux familles de critères : premièrement considérant les sept critères initiaux, sans tenir compte des considérations financières, puis en considérant l'ensemble des critères intégrant le critère optionnel. Les comparaisons de projets sur ce critère ayant une utilité pratique limitée, nos recommandations se fonderont essentiellement sur les critères g_1 à g_7 .

Le tableau I.4 présente l'ensemble des critères développés spécifiquement pour cette étude, listés par l'Université de Corse (laboratoires CNRS SPE et LISA) en coopération avec la Chambre Départementale d'Agriculture de Haute-Corse.

Point de vue	Code	Intitulé du critère	Principe de construction du critère	Terme d'échelle	Sens de préférence
Energétique	g_1	Production nette	Evaluation de la production d'électricité	GWh annuel	Maximiser
Géo-économique	g_2	Part du terrain loué non occupée par l'installation photovoltaïque	Surface inoccupée au sol divisée par la surface louée	%	Maximiser
Ecologique	g_3	Etude dans les dossiers de la dégradation écologique potentielle	Barème de points concernant la définition de l'impact environnemental, sa quantification et qualification, les mesures compensatoires, l'artificialisation du terrain	Points	Maximiser
Impact visuel	g_4	Pertinence de la présentation de l'impact visuel dans les dossiers	Barème de points concernant l'ensemble des prises de vue, la cartographie, la budgétisation des mesures compensatoires	Points	Maximiser
	g_5	Distance minimale entre l'installation projetée et l'observateur	Estimation de la distance kilométrique entre le lieu d'habitation la plus proche et l'installation projetée	km	Maximiser
Rapport au territoire	g_6	Risques de conflits d'usage agricoles et socio-économiques	Barème de points concernant les usages agricoles du site (classification, vocation, irrigation, avenir de l'exploitation) et les particularités de la zone (Développement agricole, intérêts touristique et archéologique)	Points	Maximiser
Incidences financières	g_7	Activités du projet pouvant revenir aux entreprises installées en Corse et aides à l'équipement EnR des résidents locaux	Barème de points concernant l'intervention d'entreprises de la région, l'emploi, la budgétisation d'un aide directe aux résidents locaux pour s'équiper en énergies renouvelables	Points	Maximiser
	g_8^*	Surplus anticipé de budget communal annuel par habitant	Estimation du montant de la taxe professionnelle par an et par habitant des communes d'installation	€/hab.an	Maximiser

TABLE I.4 – Critères d'évaluation des projets PV (* : critère optionnel)

1.3.1 Production nette

Ce critère (codé g_1) à maximiser vise à recueillir dans chaque dossier les estimations de productivité électrique annuelle, en GWh/an, calculées par les porteurs de projets.

1.3.2 Part du terrain loué non occupée par l'installation photovoltaïque

Ce critère (codé g_2) à maximiser est la différence relative $(RA - EA) / RA$ entre la surface totale louée RA (en ha) et la surface efficace occupée par les panneaux photovoltaïques EA (en ha) calculée par les industriels et publiée dans les dossiers. Il a pour but de rendre compte de la surface libre susceptible de recevoir des activités agricoles, ceci demeurant une alternative courante pour limiter la perte de surface agricole. Ainsi le Bavaria solar park, le Pöking et Strasskirchen park, en Allemagne sont utilisés aussi pour le pacage de montons (Quattrolibri, 2009) tandis qu'à l'île de La Réunion, les panneaux photovoltaïques sont utilisés comme serres pour la culture de vanille (Quattrolibri, 2009).

1.3.3 Etude dans les dossiers de la dégradation écologique potentielle

Ce critère (codé g_3) à maximiser est évalué en points (score) selon un barème (Tab.I.5) ayant pour principe de rendre compte de la rigueur de l'étude des impacts écologiques potentiels et de la construction des mesures compensatoires dans les dossiers, suivant les recommandations de la DIREN PACA (2009). Ce critère est décomposé en quatre rubriques :

1. **Définition de l'impact** : elle doit suivre une démarche rigoureuse, nécessitant la connaissance objective et mesurée de la richesse écologique. Cette nécessité justifie la construction d'un inventaire de terrain (observations, relevés) à réaliser sur un cycle biologique avec des mesures quantitatives et qualitatives des espèces.

Dans un premier temps, l'évaluation de cette rubrique s'appuie sur l'appréciation de la qualité de la description du site dans les dossiers. Celle-ci est basée sur l'existence et la qualité des inventaires ; sur la description et la quantification des espèces présentes sur le site et la caractérisation physique du champ. Ensuite, la qualification et la quantification de l'impact ne portent pas directement sur l'importance des impacts mais sur leur quantification dans les dossiers selon les critères de mesures de ceux-ci définis dans le tableau I.5.

2. **Mesures compensatoires** : Les mesures compensatoires n'interviennent qu'en contre partie d'un dommage « résiduel » accepté. Elles visent un bilan écologique neutre voire une amélioration globale de la valeur écologique d'un site et de ces environs. L'enjeu est d'éviter les pertes nettes de la biodiversité d'espèces afin de freiner le déclin de celle-ci en réduisant les pertes d'espèces et d'habitats. Cette rubrique tient compte de l'ensemble des mesures compensatoires proposées dans les dossiers, précisant si celles-ci sont budgétisées ou non, considérant qu'une budgétisation dénote un engagement plus important des porteurs de projets.
3. **Démonstration de l'équivalence impact/mesures compensatoires** : L'impact est mesuré en termes de surface, à partir de quantifications des surfaces concernées et de leurs qualifications. Ces dernières permettent de déterminer des facteurs multiplicatifs (ratio) appliqués aux surfaces à compenser, se-

lon le principe « plus un habitat ou une espèce a de valeur patrimoniale, plus la surface à compenser sera multipliée par un ratio important et ce quelque soit la surface consommée ». L'ensemble des mesures compensatoires doit être au minimum équivalent à l'ensemble des surfaces à compenser. Cette rubrique tient compte de l'existence dans les dossiers d'une démonstration de l'équivalence impact/mesures compensatoires, dans le but d'évaluer indirectement la pertinence des mesures proposées.

4. **Artificialisation du terrain** : Cette dernière rubrique rend compte de l'artificialisation supplémentaire imposée au terrain que constituent les fondations, les terrassements et le renforcement ou la création de pistes d'accès.

Le codage numérique et l'élaboration du barème de points du critère est un exercice délicat qui reste très subjectif. Dans un premier temps, les hommes d'étude se sont exprimés individuellement aboutissant à trois codages trop différents pour qu'une synthèse réaliste ne soit possible. Dès lors, une seconde approche de codage a été élaborée sur la base de l'utilisation de la technique des paquets de cartes révisée (Figueira et Roy, 2002), technique mis en œuvre dans le logiciel SRF. Cette technique, initialement dédiée à la pondération relative des critères, est tout à fait transposable pour pondérer les différents thèmes et rubriques définis dans nos barèmes. Elle permet de traduire l'importance que les acteurs accordent aux différentes rubriques, au travers d'un coefficient compris dans l'intervalle]0, 1[. Plus la valeur de ce coefficient est proche de 1, plus la rubrique est importante aux yeux de l'acteur. Cette technique est présentée en détails dans la section 2.2.3.

1.3.4 Pertinence de la présentation de l'impact visuel dans les dossiers

Les surfaces efficaces des installations projetées étant importantes (1,3 ha à 11,5 ha de surface efficace), celles-ci peuvent demeurer visibles sur un vaste territoire alentour. Si l'impact visuel de telles installations reste fortement subjectif, négatif pour certains, neutre voire positif pour d'autres, il semble préférable que celui-ci soit le plus atténué possible.

L'étude des projets se basant sur les dossiers, l'impact visuel ne peut être directement mesuré par les évaluateurs mais seulement estimé au travers de leur traitement dans les dossiers. Or évaluer et rendre compte de l'impact visuel demeurent des tâches compliquées, nécessitant la mise en place d'outils spécifiques et la construction de photomontages à partir de prises de vues pertinentes. Par ailleurs, cette tâche demande une certaine rigueur et de la neutralité. N'étant pas assuré de cette neutralité, il ne semble pas opportun d'évaluer l'impact visuel au travers des dossiers présentés par les porteurs de projets. Il a donc été décidé que l'évaluation de l'impact visuel serait réalisée indirectement au travers de l'étude de son traitement dans les dossiers. Ce critère (codé g_4) à maximiser est évalué en points (score) selon un barème suivant trois éléments (Tab.I.6) :

PREMIÈRE PARTIE AIDE MULTICRITÈRE À LA DÉCISION POUR LA SÉLECTION DE CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES SUR SITES
À VOCATION AGRICOLE

Élément d'appréciation			Score	
1	Description écologique du site	Description des espèces	Listing rigoureux des espèces (réalisé par des naturalistes)	4
			Listing partiel des espèces	1
			Pas de listing des espèces	0
		Description des habitats	Listing rigoureux des habitats (réalisé par des naturalistes)	4
			Listing partiel des habitats	1
			Pas de listing des habitats	0
		Effectifs	Comptage des effectifs	1
			Pas de comptage des effectifs	0
	Spécificité du terrain	Description des caractéristiques du terrain	1	
		Pas de description des caractéristiques du terrain	0	
	Mesure et quantification de l'impact	Intensité de l'impact	Renseigné	1
			Non renseigné	0
		Étendue de l'impact	Renseigné	1
			Non renseigné	0
		Durée de l'impact	Renseigné	1
			Non renseigné	0
Fréquence/probabilité de l'impact		Renseigné	1	
		Non renseigné	0	
Qualification de l'impact	Existence d'une protection réglementaire	Renseigné	1	
		Non renseigné	0	
	Incidence biologique globale de l'impact	Renseigné	1	
		Non renseigné	0	
	Multiplicité des espèces et habitats impactés	Renseigné	1	
Non renseigné		0		
2	Libre circulation des espèces	Aménagement des clôtures budgétisé	4	
		Aménagement des clôtures non budgétisé	1	
		Pas d'allusion	0	
	Définition des mesures compensatoires	Surveillance faunistique	Suivi faunistique et plan de gestion écologique budgétisés	3
			Suivi faunistique et plan de gestion écologique non budgétisés	1
			Pas d'allusion	0
	Sauvegarde de la flore et des habitats		Maintien, renforcement des habitats, ensemencements budgétisés	3
			Maintien, renforcement des habitats, ensemencements non budgétisés	1
			Pas d'allusion	0
3	Démonstration de l'équivalence impact/ mesures compensatoires	Équivalence démontrée	10	
		Équivalence non démontrée	0	
4	Artificialisation du terrain	Piste d'accès	Création ou renforcement de pistes	3
			Renforcement léger de pistes existantes	1
			Pas de création, ni de renforcement	0
	Fondations		Fondations pour tables + bâtiments	3
			Fondations pour les bâtiments	1
			Pas de fondations	0
Terrassement		Nécessité de terrassement	1	
		Pas de terrassement de prévu	0	
TOTAL			45	

TABLE I.5 – Barème d'évaluation du critère d'étude dans les dossiers de la dégradation écologique potentielle

- la pertinence de l'ensemble des prises de vues, considérant que l'absence de certaines prises de vue semblant être importantes (à partir d'habitations, de villages ou de routes proches) est dommageable ;
- la mise en place de système d'information géographique cartographiant les endroits d'où l'installation est visible : ces cartes permettent de se faire une idée précise de l'étendue de l'impact et de la population concernée. Par ailleurs, la construction de telles cartes nous informe sur le sérieux de l'étude ;
- la prise de mesures compensatoires.

Elément d'appréciation		Score
Ensemble des prises de vue	Ensemble des prises de vue pertinent	2
	Prises de vue manquantes (à partir de villages, de routes ou de résidences à proximité)	0
Cartographie de l'impact visuel	Cartographie de l'impact visuel présenté dans le fichier	4
	Pas de cartographie de l'impact visuel	0
Actions compensatoires	Actions compensatoires budgétisées	4
	Pas d'actions compensatoires ou actions compensatoires non budgétisées	0
TOTAL		10

TABLE I.6 – Barème d'évaluation de la pertinence de la présentation de l'impact visuel dans les dossiers

1.3.5 Distance minimale entre l'installation projetée et l'observateur

Ce critère (codé g_5) à maximiser est mesuré en km. Il a pour but de tenir compte de la gêne (surtout visuelle) occasionnée par de telles installations sur d'éventuelles habitations riveraines des projets ou placées à proximité : il s'agit de sanctionner les installations placées trop près de résidences. Cette distance n'étant généralement pas précisée par les industriels, elle a été mesurée directement sur des cartes IGN 1 : 25000 présentées dans les dossiers.

1.3.6 Risques de conflits d'usage agricoles et socio-économiques

Les sites retenus pour recevoir les champs photovoltaïques projetés sont des parcelles de terrains à vocation agricole. Ces sites ont des atouts pour les porteurs de projets puisqu'il s'agit de terrain de grandes dimensions, relativement plats et déjà artificialisés. La vocation agricole initiale de ces terrains pose cependant le problème des conflits d'usage. Ce critère (codé g_6), à maximiser, est évalué grâce à un barème (Tab.I.7). Ce barème tient compte de l'usage du site et des particularités de la zone dans laquelle se situe le site selon :

- l'usage et le développement du site : les sites choisis, à vocation agricole, n'accueillent pas nécessairement d'exploitation. Il est donc nécessaire de préciser l'usage actuel du terrain et si celui-ci est doté d'infrastructures d'irrigation ;

- l'intérêt économique-culturel de la zone : il s'agit d'évaluer le développement agricole ou touristique de la zone où se trouve le site ainsi que son intérêt archéologique ;
- les mesures compensatoires prévues dans les dossiers afin d'éviter les conflits d'usage ou de palier à la reconversion du terrain.

Elément d'appréciation		Score	
<i>Usage du site</i>		65	
Classification agricole	Site non classé	18	
	Site classé ZC1, Zone A	8	
	Site classé AOC, BIO	0	

Vocation agricole	Site en friche	16	
	Existence de culture à l'abandon ou/et déplacement possible de l'exploitation agricole	9	
	Site utilisé pour pacage	4	
	Existence d'une culture exploitée	0	

Irrigation	Site non irrigué	18	
	Site irrigué	0	

Avenir de l'activité agricole	Possibilité de pacage et/ou de plantation sur le site	13	
	Pas d'allusion	0	

<i>Particularité de la zone</i>		36	
Développement agricole	Zone non développée	12	
	Zone peu développée	5	
	Zone développée	0	

Intérêt touristique	Zone de tourisme non développée	12	
	Zone de tourisme développée ou/et proximité de sentiers de promenades ou de randonnées	0	

Intérêt archéologique	Zone d'intérêt archéologique faible avéré	12	
	Zone d'intérêt archéologique faible non avéré	Fouilles préventives suggérées	7
		Suspension des travaux en cas de découvertes	3
		Pas d'allusion	1
Zone d'intérêt archéologique avéré	0		
TOTAL		101	

TABLE I.7 – Barème d'évaluation des risques de conflits d'usage agricoles et socio-économiques

Le codage numérique a été réalisé selon la technique des paquets de cartes révisée (Figueira et Roy, 2002), permettant la pondération des rubriques, à l'instar de ce qui a déjà été présenté pour le critère g_3 . L'attribution des poids et le rangement par ordre de priorité des différentes rubriques suivent deux logiques complémentaires :

- la priorité est donnée aux rubriques qualifiant le site d'implantation lui-même, le développement et l'intérêt de la zone étant considérés secondaires ;
- le rangement des rubriques doit se conformer aux préoccupations du commanditaire d'étude. Il s'appuie sur une grille d'évaluation élaborée par l'acteur qui a hiérarchisé ses priorités. Ainsi, l'irrigation a une importance de premier ordre, obtenant autant de points que le potentiel du terrain.

1.3.7 Activités du projet pouvant revenir aux entreprises installées en Corse et aides à l'équipement EnR des résidents locaux

Ce critère codé g_7 , a pour but initial de rendre compte de l'activité générée pour les entreprises installées en Corse lors de la phase de travaux et d'éventuelles créations d'emplois en phase d'exploitation. Un barème permettra l'évaluation de ce critère dont le score sera à maximiser (Tab.I.8). L'allusion à des aides à l'équipement EnR des résidents locaux, proposés dans certains dossiers, a intégré ce barème qui tient donc compte :

- de l'activité revenant aux entreprises basées en Corse, considérant qu'une budgétisation de ces travaux implique un engagement plus sérieux ;
- de la création d'emplois, considérant qu'une définition approfondie (le nombre d'emplois, leur qualité CDI, CDD) renseigne sur la réalité de ces emplois ;
- de l'aide budgétisée à l'équipement EnR des résidents locaux.

Elément d'appréciation		Score
Activité revenant aux entreprises basées en Corse	Intervention des entreprises locales avec budgétisation	6
	Intervention des entreprises locales sans budgétisation	1
	Pas d'allusion	0
Emplois	Création d'emplois (maintenance, entretien) ferme	3
	Création d'emplois (maintenance, entretien) non définie	1
	Pas d'allusion	0
Aides à l'équipement EnR des résidents locaux	Aide budgétisée	6
	Pas d'allusion	0
TOTAL		15

TABLE I.8 – Barème évaluant l'activité du projet revenant aux entreprises installées en Corse et aides à l'équipement EnR des résidents locaux

1.3.8 Surplus anticipé de budget communal annuel par habitant

Le surplus anticipé de budget communal annuel par habitant désigne les recettes fiscales supplémentaires encaissées par les communes, en particulier au travers de la taxe professionnelle. Ce critère, codé g_8 , revêt un intérêt pour les communes d'accueil des installations.

Une première réflexion sur la définition de ce critère nous avait conduits à ramener ces recettes fiscales supplémentaires au budget communal actuel, afin d'étudier l'intérêt financier que pouvait en tirer les communes. Ne disposant pas des éléments budgétaires, il a été décidé d'appréhender le montant de la taxe professionnelle ramené à la population communale, l'idée étant de préférer l'attribution de ce premier aux communes de plus faible démographie, généralement moins riches.

Chapitre 2

Évaluations et agrégation multicritère de surclassement

2.1 Choix du modèle multicritère

Il existe dans la littérature une grande variété d'approches multicritères parmi lesquelles l'approche de surclassement ELECTRE (Roy, 1996 ; Roy et Bouyssou, 1993 ; Roy et al., 2005) qui présente un outil mathématique permettant des comparaisons d'alternatives deux à deux selon plusieurs critères. L'utilisation de ce type de modèles est particulièrement pertinente lorsque les acteurs (par exemple le décideur) veulent tenir compte d'au moins trois critères d'évaluation (jusqu'à 13 critères) et lorsqu'au moins une de ces conditions est vérifiée :

- pour un critère ou plus, les alternatives sont évaluées selon une échelle ordinale ou une échelle constituée d'intervalles faibles ;
- la nature des termes d'échelles des différents critères est très hétérogène ;
- les compensations de mauvaises performances sur certains critères par de bonnes performances sur d'autres critères ne sont pas acceptables du point de vue du décideur ;
- de petites différences entre évaluations ne sont pas considérées significatives en termes de préférence pour au moins un critère, tandis que l'accumulation de petites différences peut devenir significative.

Dans notre étude,

- 7 ou 8 critères sont considérés (Tab.I.4) ;
- les termes d'échelles des critères d'évaluation sont tous différents (Tab.I.4) ;
- les possibilités de compensations sont limitées par des seuils de veto définis pour les critères g_3 et g_6 (Tab.I.12) ;
- des différences de 2 ou 3 points entre deux projets PV, pour les critères g_3 et g_6 respectivement, correspondent à des situations d'indifférence tandis que des valeurs plus importantes deviennent significatives en terme de préférence (Tab.I.12).

L'approche de surclassement ELECTRE est donc appropriée dans le cadre de notre étude.

En aide multicritère à la décision (AMCD), la problématique fait référence à la façon dont l'aide à la décision est envisagée i.e., pour répondre à la demande des décideurs, quel type de résultats l'homme

d'étude doit présenter. On a coutume de distinguer trois problématiques de référence (Poli, 2009 ; Oberti, 2004) :

- Problématique α : choix d'un sous-ensemble aussi restreint que possible comportant les « meilleures » actions ou, à défaut, des actions « satisfaisantes ». Cette problématique est traitée par les modèles ELECTRE I et ELECTRE IS ;
- Problématique β : tri par affectation des actions à des catégories prédéfinies et ordonnées sur la base de profils. ELECTRE TRI traite de cette problématique ;
- Problématique γ : rangement total ou partiel de classes d'équivalence composées d'actions. De nombreux modèles plus ou moins élaborés permettent de traiter cette problématique : ELECTRE II, ELECTRE III, ELECTRE IV, PROMETHEE 1 et PROMETHEE 2.

Le commanditaire a clairement exprimé sa requête : sélectionner un nombre réduit de projets PV parmi les nombreux projets proposés. La problématique de choix (problématique α) s'est ainsi naturellement imposée et le choix du modèle à appliquer s'est par conséquent focalisé sur ELECTRE I et ELECTRE IS. Parmi ces modèles, ELECTRE IS est le plus abouti (Aït Younes et al., 2000), avec une analyse rigoureuse de la robustesse des résultats et généralisant le fonctionnement du modèle original au cas des pseudo-critères¹ avec l'utilisation de seuils de discrimination permettant de traiter les imperfections des informations recueillies. Les pseudo-critères sont particulièrement adaptés à notre étude car l'évaluation est réalisée sur des installations PV projetées dont les impacts sont anticipés au sein des dossiers et non sur des installations PV existantes dont les impacts sont observables voire mesurables.

Par conséquent, les valeurs du tableau de performances ont été agrégées par ce modèle de surclassement. Chaque critère conserve alors ses propres termes d'échelle et les actions sont comparées deux à deux dans le cadre d'approches ELECTRE.

2.2 Éléments du modèle ELECTRE

2.2.1 Symbolisme mathématique de base

Nous considérons $A = \{a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_n\}$ un ensemble fini d'alternatives et $a_i \in A$, $a_k \in A$ deux différentes alternatives de cet ensemble.

On définit l'hypothèse de surclassement $a_i S a_k$ appliquée à la paire ordonnée (ou couple) d'alternatives (a_i, a_k) , la relation binaire selon laquelle « a_i n'est pas moins bon que a_k » ou « a_i surclasse a_k ».

On considère $F = \{g_1, g_2, \dots, g_i, \dots, g_m\}$ une famille cohérente de m critères d'évaluation. L'évaluation ou la valeur obtenue par une alternative a_i sur le critère g_j est notée $g_j(a_i)$ tandis que $g_j(a_k)$ donne l'évaluation de a_k sur g_j . On définit alors $\Omega_j(a_k, a_i)$ l'avantage de a_k sur a_i pour le critère g_j :

1. Critères dotés de seuils d'indifférence et de préférence, distincts et strictement positifs.

$$\Omega_j(a_k, a_i) = \begin{cases} g_j(a_k) - g_j(a_i) & \text{si } g_j \text{ doit est maximisé} \\ g_j(a_i) - g_j(a_k) & \text{si } g_j \text{ doit est minimisé} \end{cases} \quad (\text{I.1})$$

Enfin, le poids du critère g_j est noté $w_j \in]0; 1[$. Les poids des critères sont normés : $\sum_{j=1}^m w_j = 1$.

2.2.2 Connaissance imparfaite, seuils de discrimination et de veto sur les critères

2.2.2.1 Définitions

Le mode de comparaison de deux actions a_i et a_k de l'ensemble des actions A selon un critère g_j de la famille F mène à une relation binaire au contenu sémantique « au moins aussi bon que » - relativement aux évaluations. Cette relation recouvre des situations allant de l'indifférence entre a_i et a_k à celle de préférence stricte en faveur d'une des deux actions, justifiant la définition de deux seuils de discrimination :

- le **seuil d'indifférence** $q_j \geq 0$ attribué au critère g_j désigne la valeur jusqu'à laquelle un avantage $\Omega_j(a_k, a_i)$ de l'action a_k sur a_i peut être jugé non significatif. On considère ainsi qu'il n'y a aucune préférence entre a_k et a_i si $|\Omega_j(a_k, a_i)| \leq q_j$.

Par exemple (Tab.I.12) concernant l'étude de dégradation écologique potentielle dans les dossiers (g_3), une différence de deux points est considérée comme négligeable ($q_3 = 2$). Les projets a_3 et a_{12} sont en conséquence indifférents du point de vue de ce critère.

- Le **seuil de préférence** p_j associé à g_j est la valeur au delà de laquelle l'avantage de a_k sur a_i est significatif. Ainsi, l'action a_k est strictement préférée à a_i si $\Omega_j(a_k, a_i) > p_j$.

Par exemple, le projet a_2 a un avantage significatif sur a_1 pour le critère g_3 car $\Omega_3(a_2, a_1) = 11 > p_3 = 10$. a_2 est alors strictement préféré à a_1 .

On définit alors $C(a_k Q a_i) = \{g_j \in F \text{ tels que } q_j < \Omega_j(a_k, a_i) \leq p_j\}$ l'ensemble des critères pour lesquels l'action a_k est faiblement préférée à a_i , les avantages étant à la fois ni non significatifs (pas d'indifférence), ni significatifs (pas de préférence stricte). Par exemple, le projet a_3 est faiblement préféré à a_2 du point de vue du critère g_3 car $q_3 = 2 < \Omega_3(a_3, a_2) = 9 \leq p_3 = 10$.

Ainsi, il est possible de modéliser les préférences d'un acteur sur les actions par des pseudo-critères qui tiennent compte du caractère imprécis, incertain, voire indéterminé des évaluations, donnant une certaine probance aux comparaisons effectuées : « l'utilisation de deux seuils de discrimination, entourant chaque critère, permet d'accroître le réalisme de la modélisation des préférences en analyse multicritère » (Bouyssou et Roy, 1987). Notons qu'il n'existe pas de valeurs prédéfinies pour ces seuils : les valeurs exprimant au mieux les imperfections des informations sont déterminées par les évaluateurs.

Finalement, sur un même critère, une action a_i peut obtenir une évaluation tellement insuffisante par rapport à une autre action a_k que cette situation rend inacceptable la préférence de a_i comparativement à a_k tous critères confondus, aux yeux d'un acteur considéré. Il s'agit d'appréhender dans ce cas, pour chacun des critères concernés, un **seuil de veto** (v_j) particulièrement utile aux problèmes d'évaluation et

de décision en matière de développement durable². Un tel seuil fixe une limite à la compensation d'une mauvaise performance de a_i comparativement à a_k sur un critère par une bonne performance sur au moins un autre critère. Ainsi, un avantage $\Omega_j(a_k, a_i)$ sur un critère g_j dépassant la valeur de v_j ne peut être compensé par un avantage $\Omega_{j'}(a_i, a_k)$ sur au moins un autre critère $g_{j'} \in F - \{g_j\}$, entraînant le rejet de l'hypothèse de surclassement $a_i S a_k$. Par exemple, entre deux projets photovoltaïques, celui dont la note sur l'étude de la dégradation écologique potentielle (g_3) est inférieure de plus de 20 points (sur 45) ne pourra être préféré à l'autre et se rattraper sur les critères restants. Ainsi (Tab.I.12) le projet a_6 ne surclasse pas le projet a_3 tous critères considérés (non ($a_6 S a_3$)) car $\Omega_3(a_3, a_6) = 21 > v_3 = 20$.

2.2.2.2 Seuils variables

Les seuils doivent être déterminés de telle sorte que $v_j \geq p_j \geq q_j \geq 0$ et $v_j - p_j \geq q_j$. Il est possible de considérer un seuil de discrimination ou de veto $s_j(g_j(\cdot))$ pris comme fonction affine des évaluations obtenues par les actions a_i et a_k sur le critère $g_j : s_j(g_j(\cdot)) = a_j^s \times g_j(\cdot) + b_j^s \geq 0$ (Aït Younes et al., 2000). Ce type de seuils est défini selon deux modes de formulation, direct³ ou inverse⁴ et d'après le sens d'optimisation dudit critère (Tab.I.9).

	Maximisation	Minimisation
Inverse	$g_j(\cdot) = \min(g_j(a_i), g_j(a_k))$ $a_j^s > -1$	$g_j(\cdot) = \max(g_j(a_i), g_j(a_k))$ $a_j^s < 1$
Direct	$g_j(\cdot) = \max(g_j(a_i), g_j(a_k))$ $a_j^s < 1$	$g_j(\cdot) = \min(g_j(a_i), g_j(a_k))$ $a_j^s > -1$

TABLE I.9 – Détermination de la variable d'un seuil sur un critère g_j

Selon ce formalisme, nous avons retenu comme seuil d'indifférence $q_5(g_5(\cdot)) = a_5^q \times g_5(\cdot) + b_5^q$ sur le critère g_5 . Il en découle les matrices symétriques I.10 et I.11, les distances étant présentées par valeurs croissantes en en-tête de lignes et de colonnes. Ainsi :

- à la lecture des valeurs situées sur les diagonales principales des matrices, on constate que le seuil d'indifférence croît avec la distance kilométrique séparant le projet de l'observateur. Ainsi, on considère que plus l'observateur réside loin du site d'installation de la centrale PV, plus il est indifférent à l'impact visuel du projet et inversement. Par exemple, si ce dernier est observé à une distance de 0,05 km le seuil d'indifférence est de 0,1675 km, alors que si l'observation se fait à 1 km, ce seuil s'élève à 0,5 km ;

2. Les critères économiques, environnementaux et sociaux, généralement rattachés à l'objectif de développement durable et spécifiés selon les problèmes étudiés, doivent tous jouer un rôle réel dans l'analyse évaluative et décisionnelle. Par exemple, il n'est pas soutenable que des faiblesses environnementales significatives puissent être compensées, sans limite, par des atouts d'ordres technique, économique ou social.

3. Le seuil est calculé à partir de la **meilleure** des deux évaluations.

4. Le seuil est calculé à partir de la **pire** des deux évaluations.

– un écart de distances entre deux projets situés à proximité immédiate de points d’observations est plus perceptible que le même écart pour deux autres projets situés plus loin des observateurs. Par exemple, en mode inverse (Tab.I.10), l’avantage du projet a_2 vis-à-vis du projet a_3 , soit $\Omega_5(a_2, a_3) = g_5(a_2) - g_5(a_3) = 0,3 - 0,1 = 0,2$ km, renvoie à un seuil d’indifférence de 0,185 km ; alors que le même avantage de a_{12} vis-à-vis de a_{15} , soit $\Omega_5(a_{12}, a_{15}) = g_5(a_{12}) - g_5(a_{15}) = 0,5 - 0,3 = 0,2$ km, renvoie à un seuil d’indifférence de 0,255 km. Autrement dit, $\Omega_5(a_2, a_3)$ est significatif alors que $\Omega_5(a_{12}, a_{15})$ ne l’est pas.

Distance (km)	0,05	0,1	0,2	0,3	0,35	0,5	0,625	1
0,05	0,1675	0,1675	0,1675	0,1675	0,1675	0,1675	0,1675	0,1675
0,1	0,1675	0,185	0,185	0,185	0,185	0,185	0,185	0,185
0,2	0,1675	0,185	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
0,3	0,1675	0,185	0,22	0,255	0,255	0,255	0,255	0,255
0,35	0,1675	0,185	0,22	0,255	0,2725	0,2725	0,2725	0,2725
0,5	0,1675	0,185	0,22	0,255	0,2725	0,325	0,325	0,325
0,625	0,1675	0,185	0,22	0,255	0,2725	0,325	0,36875	0,36875
1	0,1675	0,185	0,22	0,255	0,2725	0,325	0,36875	0,5

TABLE I.10 – Valeurs du seuil d’indifférence sur g_5 en mode inverse

Distance (km)	0,05	0,1	0,2	0,3	0,35	0,5	0,625	1
0,05	0,1675	0,185	0,22	0,255	0,2725	0,325	0,36875	0,5
0,1	0,185	0,185	0,22	0,255	0,2725	0,325	0,36875	0,5
0,2	0,22	0,22	0,22	0,255	0,2725	0,325	0,36875	0,5
0,3	0,255	0,255	0,255	0,255	0,2725	0,325	0,36875	0,5
0,35	0,2725	0,2725	0,2725	0,2725	0,2725	0,325	0,36875	0,5
0,5	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,36875	0,5
0,625	0,36875	0,36875	0,36875	0,36875	0,36875	0,36875	0,36875	0,5
1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

TABLE I.11 – Valeurs du seuil d’indifférence sur g_5 en mode direct

Notons que le seuil de préférence correspond à celui d’indifférence $p_5(g_5(\cdot)) = q_5(g_5(\cdot))$, afin de ne tenir compte que d’une certaine imprécision dans le mode de calcul du critère et de discriminer nettement entre les projets au delà des limites de l’indifférence.

Des seuils variables ont été considérés pour les critères g_1 , g_5 et g_8 (Tab.I.12).

2.2.2.3 Détermination des différents seuils

Il existe plusieurs techniques permettant d’attribuer de tels seuils (Roy et al., 2005) telles que les attributions directes à partir du moment où la définition de ces seuils est intelligible par les acteurs, ou des attributions indirectes basées sur une approche dispersive selon laquelle les seuils de discrimination sont apparentés à des seuils de dispersion : « l’évaluation des actions entrant dans la définition des critères peut faire appel à une mesure physique (cas de l’estimation du productible g_1 par exemple) , soit encore à des

jugements d'experts (cas d'une conséquence évaluée sur une échelle qualitative (ou un barème)). Dans ces conditions, il est tentant de chercher à associer les SD (seuil de discrimination) à des seuils d'imprécision (cf. sur le calcul classique des erreurs en physique) ou à des seuils de perception » (Roy et Bouyssou, 1993). Un seuil de dispersion traduit alors une erreur plausible liée à une surestimation ou une sous-estimation susceptible d'affecter les évaluations et tient compte de probables valeurs optimistes ou pessimistes.

Dans le cadre de notre étude, la valeur du seuil d'indifférence du critère g_1 a été directement assignée, définie comme étant une estimation de l'erreur liée au calcul du productible net. Par contre, la valeur du seuil de préférence a été évaluée indirectement, fonction du seuil d'indifférence, selon la relation :

$$p_1 = \frac{P_{\max}}{P_{\min}} q_1 = \frac{11,64}{1,27} q_1 \quad (I.2)$$

Où P_{\max} et P_{\min} désignent respectivement la puissance crête de la plus grande installation et la puissance la plus petite installation. Ce seuil de préférence a été défini ainsi dans le but de ne pas défavoriser les projets de taille modeste comparativement à ceux de plus grandes dimensions. Ils seront soit en situation d'indifférence soit en situation de préférence faible, aucun ne sera nettement préféré à un autre.

Concernant g_2 , le seuil d'indifférence coïncide à l'imprécision engendrée par les arrondis utilisés dans les mesures ou les calculs des surfaces de parcelles louées et des surfaces efficaces : dans la plupart des dossiers, ces surfaces sont arrondies à 0,1 ha supérieurs. Le seuil d'indifférence sera alors défini comme étant le plus grand écart engendré par des variations de -0,1 ha des surfaces sur le rapport $(RA - EA) / RA$, tous dossiers confondus :

$$s_2^q = \max_{a_i \in A} \left(\frac{RA_{a_i}^* - EA_{a_i}}{RA_{a_i}^*} - \frac{RA_{a_i} - EA_{a_i}^*}{RA_{a_i}} \right) \quad (I.3)$$

Avec RA_{a_i} la surface des parcelles louées et $RA_{a_i}^* = RA_{a_i} - 0,1$; EA_{a_i} la surface efficace et $EA_{a_i}^* = EA_{a_i} - 0,1$.

On peut anticiper que les arrondis auront plus d'influence sur les plus petites surfaces. Ainsi la valeur de s_2^q sera-t-elle définie par l'écart obtenu pour le projet a_2 :

$$s_2^q = \frac{RA_{a_2}^* - EA_{a_2}}{RA_{a_2}^*} - \frac{RA_{a_2} - EA_{a_2}^*}{RA_{a_2}} = \frac{2,2}{3,5} - \frac{2,4}{3,6} \approx 4 \% \quad (I.4)$$

Le raisonnement dit pragmatique consiste à calculer les écarts absolus d'évaluations obtenus par toutes les paires de dossiers. En rangeant ces écarts par valeurs croissantes, il est plus aisé de situer les valeurs révélatrices de situations préférentielles claires et de fixer les valeurs limites d'indifférence, de préférence et de veto entre deux projets. Cette dernière méthode a été appliquée pour la détermination des seuils des critères évalués grâce à des barèmes : g_3 , g_4 , g_6 et g_7 . Ainsi les écarts ont été comparés, les différences d'écarts ont été étudiées et discutées afin de voir si elles étaient significatives ou non.

Enfin, il n'est pas obligatoire de donner un pouvoir de veto à tous les critères. Le seuil de veto est défini

uniquement pour ceux dont on ne désire pas qu'il y ait des écarts de performances trop grands entre projets. Pour les autres critères, ne pouvant donc opposer leur veto à une action, on accepte les différences de performances pouvant aller jusqu'à l'amplitude de l'échelle des valeurs du critère considéré. Par exemple, si l'on s'inscrit dans une optique de développement durable, les actions sélectionnées devront être un bon compromis des performances économiques, écologiques et sociales. Chaque critère relevant de ces préoccupations pourrait bénéficier d'un pouvoir de veto. Notons qu'un pouvoir de veto peut être attribué à un critère sans tenir compte de son poids relatif. Dans le cadre de l'étude CDA2B, seuls g_3 et g_6 disposent d'un pouvoir de veto, car ils se rattachent à des préoccupations sensibles et des barèmes de notations assez élaborés pour que de forts écarts soient probants.

2.2.3 Poids relatifs normés des critères

La pondération relative des critères permet d'exprimer l'importance que les acteurs accordent aux critères au travers des coefficients compris entre 0 % et 100 %. Dans le cadre du modèle de surclassement ELECTRE, ces poids peuvent être interprétés comme des pouvoirs de vote.

Les poids normalisés de chaque critère ont été calculés par la procédure SIMOS révisée (Figueira et Roy, 2002), implémentée dans le logiciel SRF, à partir des réponses données par l'acteur questionné sur :

- les rangs accordés aux critères, du critère le moins important (rang 1) au plus important (dernier rang), les *ex aequo* étant acceptés ;
- la différence d'importance entre deux rangs successifs ;
- le ratio z entre le critère le plus important et le critère le moins important.

Les deux dernières étapes ont été facilitées par une procédure présentée par Poli (2009).

On calcule k_j le poids non normalisé par :

$$k_j = 1 + u(e_1 + \dots + e_{r-1}) \quad (\text{I.5})$$

avec $u = (z - 1) / e$ (comprenant six décimales) et $e = \sum_{r=1}^{\bar{m}-1} e_r$, où $e_r = e'_r + 1, \forall r \in [1, \bar{m} - 1]$. \bar{m} désigne le nombre de rangs définis et e'_r la différence d'importance entre les critères de rang r et ceux de rang $r + 1$. Le poids normalisé du critère g_j de rang r est alors donné par :

$$w_j = \frac{100k_j}{K'} \quad (\text{I.6})$$

avec $K' = \sum_{j=1}^m k_j$, m représentant le nombre de critères.

La CAD2B s'est exprimée quant-à ses priorités sur les critères d'évaluation des projets. Il ressort du questionnaire 3 niveaux de priorités sur les critères et l'exploitation des réponses conduit aux coefficients d'importance présentés dans le tableau de performances (Tab.I.12). Deux principaux jeux de coefficients d'importance des critères ont été calculés selon que l'on considère ou non le critère g_8 . Les jeux I et

IV constituent les bases de pondération, pour lesquelles des variantes ont été retenues en faisant varier de -5 % (jeux II et V) et de +5 % (jeux III et VI) le rapport d'importance z entre les critères les plus importants et les moins importants pour l'acteur. Il s'agit de rejeter l'hypothèse d'une mesure unique des poids relatifs des critères et d'insérer ces variantes dans les calculs et recommandations de projets. Les coefficients d'importance évoluent tout en restant compatibles avec les priorités de l'acteur. La prise en compte de 6 jeux à pour but de ne pas conditionner, éventuellement, les résultats de sélection des projets par les valeurs d'une unique collection de pondérations.

2.2.4 Tableau de performances

Un tableau de performances résume l'ensemble des informations utiles à l'application du modèle multicritère de surclassement, exception faite de quelques paramètres spécifiques, techniques ou économiques, internes au modèle. Ce tableau est usuellement composé de trois types d'informations : l'évaluation de chaque alternative sur les critères, les poids des critères et les différents seuils sur les critères. L'existence de plusieurs jeux de poids de critères conduit à la construction d'un tableau de performances élargi. Ce tableau permet de condenser l'ensemble des informations et évite la répétition d'éléments dans plusieurs tableaux de performances classiques. L'existence d'un critère optionnel (g_8) impliquerait normalement la construction de deux tableaux élargis : un premier incluant ce critère, le second l'excluant. Cependant les deux tableaux de performances sont réunis (Tab.I.12).

Dans notre présentation, les projets sont regroupés selon le poste de raccordement auquel ils sont susceptibles d'être raccordés car notre sélection sera réalisée poste par poste.

2.3 Tests de surclassement et noyau

ELECTRE IS (Aït Younes et al., 2000 ; Roy et al., 2005) est un modèle inspiré du processus de vote, testant l'hypothèse de surclassement à travers les conditions suivantes :

- La condition de concordance ou principe de majorité : une majorité significative des critères doit vérifier $a_i S a_k$, soit formellement :

$$c(a_i, a_k) \geq s \quad (I.7)$$

Avec s le niveau de majorité et $c(a_i, a_k) \in [0; 1]$ l'indice de concordance global calculé par

$$c(a_i, a_k) = \sum_{j \in C(a_i S a_k)} w_j + \sum_{j \in C(a_k Q a_i)} w_j \varphi_j(a_i, a_k) \quad (I.8)$$

$\varphi_j(a_i, a_k) \in]0; 1[$ désignant l'indice de concordance pour g_j , calculé par interpolation linéaire :

$$\varphi_j(a_i, a_k) = \frac{p_j - \Omega(a_k, a_i)}{p_j - q_j} \quad (I.9)$$

PREMIÈRE PARTIE AIDE MULTICRITÈRE À LA DÉCISION POUR LA SÉLECTION DE CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES SUR SITES
À VOCATION AGRICOLE

Critère	g ₁	g ₂	g ₃	g ₄	g ₅	g ₆	g ₇	g ₈	
Unité	GWh/an	%	Points	Points	km	Points	Points	€/ (an.hab)	
Sens de préférence					Maximisation				
<i>Projets - Secteur d'Oletta</i>									
a ₅	12,82	75,35	10	4	0,05	46	1	512,82	
a ₈	5,15	69,28	13	10	0,1	46	2	79,43	
a ₁₁	5,32	75,52	14	10	0,625	58	2	79,43	
<i>Projets - Secteur de Taglio</i>									
a ₄	16,5	74,94	12	8	0,35	47	2	89,57	
a ₁₀	5,85	75	27	6	0,2	38	7	41,32	
<i>Projets - Secteur de Cervione</i>									
a ₉	10,16	71,4	12	8	0,2	65	1	148,51	
a ₁₄	10,4	74,4	30	6	1	64	6	102,27	
<i>Projets - Secteur de Ghisonaccia</i>									
a ₁	17,5	68,7	9	6	0,2	52	2	1033,06	
a ₂	1,62	63,89	20	2	0,3	55	4	8,38	
a ₃	4,585	60,14	29	6	0,1	48	2	30,93	
a ₆	5,179	75,13	8	0	1	33	4	42,88	
a ₇	2,414	76,34	8	0	0,1	43	2	249,1	
a ₁₂	5,85	82,02	27	4	0,5	89	7	388,89	
a ₁₃	10,4	70	26	4	0,05	77	6	453,02	
a ₁₅	5,378	67,2	22	6	0,3	32	7	-	
a ₁₆	14,995	66,08	26	10	0,05	30	7	152,84	
Poids des critères									
Jeu I	z = 4	14,28%	19,05%	19,05%	19,05%	4,76%	19,05%	4,76%	-
Jeu II	z = 3,8	14,3%	18,935%	18,935%	18,935%	4,98%	18,935%	4,98%	-
Jeu III	z = 4,2	14,27%	19,1525%	19,1525%	19,1525%	4,56%	19,1525%	4,56%	-
Jeu IV	z = 4	12%	17%	17%	17%	4%	17%	4%	12%
Jeu V	z = 3,8	12,51%	16,565%	16,565%	16,565%	4,36%	16,565%	4,36%	12,51%
Jeu VI	z = 4,2	12,49%	16,76%	16,76%	16,76%	3,99%	16,76%	3,99%	12,49%
Seuils									
Indifférence	10%	4	2	0	0,35g ₅ (.)+0,15	3	0	20,57%	
Préférence	91,7%	4	10	0	0,35g ₅ (.)+0,15	13	1	188,52%	
Véto	-	-	20	-	-	43	-	-	

TABLE I.12 – Tableau de performances élargi

- La condition de non-veto (respect de minorité) : aucun critère minoritaire ne doit s'opposer trop fortement à l'hypothèse $a_i S a_k$ justifiant un veto :

$$\forall g_j \in D(a_i S a_k), \Omega_j(a_k, a_i) \leq \nu_j - q_j \times \eta_j(a_i, a_k) \quad (I.10)$$

avec $D(a_i S a_k) = \{g_j \in F \text{ tel que } \Omega_j(a_k, a_i) > p_j\}$ l'ensemble des critères opposés à l'hypothèse $a_i S a_k$ et $\eta_j(a_i, a_k) \in [0; 1]$ est le renforcement de l'effet de veto d'un critère discordant lorsque l'importance de concordance $c(a_i, a_k)$ décroît :

$$\eta_j(a_i, a_k) = \frac{1 - c(a_i, a_k) - w_j}{1 - s - w_j} \quad (\text{I.11})$$

Finalement, le test de l'hypothèse de surclassement $a_i S a_k$ peut être résumé par la relation binaire de surclassement S_s selon laquelle

$$a_i S_s a_k \Leftrightarrow \begin{cases} c(a_i, a_k) \geq s \\ \forall g_j \in D(a_i S a_k), \Omega_j(a_k, a_i) \leq v_j - q_j \times \eta_j(a_i, a_k) \end{cases} \quad (\text{I.12})$$

La relation binaire S_s peut être illustrée par un graphe de surclassement $G_s = (A, U_s)$, A_s désignant l'ensemble des sommets ou nœuds du graphe et U_s l'ensemble des arcs orientés de l'alternative a_i vers l'alternative a_k lorsque l'hypothèse de surclassement $a_i S a_k$ est vérifiée. Pour sélectionner un sous-ensemble d'alternatives aussi restreint que possible, le modèle ELECTRE IS recherche le noyau du graphe de surclassement $A'_s \supseteq A$ vérifiant les conditions de stabilité interne et externe (respectivement $\forall a_i \in A'_s, \forall a_k \in A'_s, \text{non}(a_i S_s a_k)$ et $\text{non}(a_k S_s a_i)$ et $\forall a_l \notin A'_s, a_i S_s a_l$). Ainsi, les éléments du noyau ne se surclassent pas entre eux et tout élément hors du noyau est surclassé par au moins un élément du noyau. L'existence et l'unicité du noyau ne sont garanties que si le graphe est dépourvu de circuit. L'algorithme de transformation d'un graphe avec circuits en un graphe sans circuit (graphe final) est détaillé dans [Aït Younes et al. \(2000\)](#).

2.4 Principaux résultats

La méthode ELECTRE IS a été appliquée à 72 cas, combinant les quatre secteurs définis par leur poste de raccordement électrique avec les six jeux de poids (Tab.I.12) et trois niveaux de majorité. Le commanditaire de l'étude, en l'occurrence la CDA2B représentée par son Président et ses conseillers, a directement évalué le seuil de concordance $s = 2/3$ comme niveau réaliste. Les deux autres valeurs de ce paramètre ont été indirectement déterminées pour tester la sensibilité des résultats : il s'agit des deux valeurs de la matrice de concordance les plus proches de $2/3$ et supérieures à $0,5$, par exemple $0,66$ et $0,67$ pour le secteur de Ghisonnaccia (Tab.I.13).

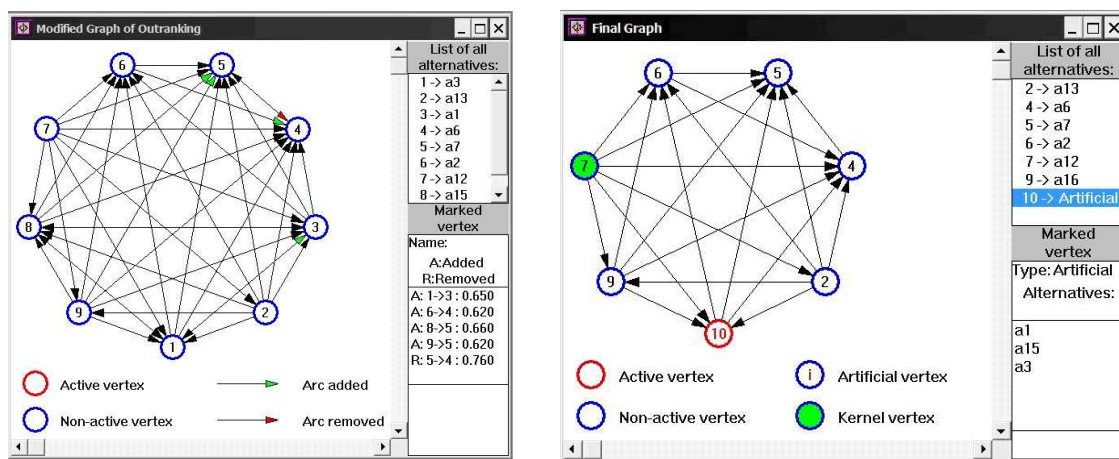
	a ₁	a ₂	a ₃	a ₆	a ₇	a ₁₂	a ₁₃	a ₁₅	a ₁₆
a ₁		0,76	0,81	0,71	0,81	0,38	0,57	0,76	0,57
a ₂	0,48		0,50	0,62	0,74	0,12	0,14	0,62	0,52
a ₃	0,65	0,88		0,71	0,81	0,49	0,43	0,75	0,43
a ₆	0,48	0,43	0,43		0,87	0,19	0,24	0,57	0,43
a ₇	0,55	0,40	0,44	0,76		0,00	0,24	0,43	0,43
a ₁₂	0,67	1,00	0,81	1,00	1,00		0,88	0,81	0,67
a ₁₃	0,71	1,00	0,79	0,76	0,81	0,54		0,76	0,70
a ₁₅	0,67	0,81	0,69	0,76	0,66	0,55	0,62		0,62
a ₁₆	0,80	0,81	0,79	0,76	0,62	0,57	0,81	1,00	

TABLE I.13 – Matrice de concordance entre les projets dans le secteur de Ghisonnaccia

	a ₁	a ₂	a ₃	a ₆	a ₇	a ₁₂	a ₁₃	a ₁₅	a ₁₆
a ₁	0	0	0	0	0	*	*	0	*
a ₂	*	0	*	*	0	*	*	*	*
a ₃	*	0	0	0	0	*	*	0	*
a ₆	*	*	*	0	0	*	*	*	*
a ₇	*	*	*	0	0	*	*	*	*
a ₁₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a ₁₃	0	0	0	0	0	*	0	0	0
a ₁₅	0	0	0	0	*	*	*	0	*
a ₁₆	0	0	0	0	*	*	1	0	0

TABLE I.14 – Matrice de discordance entre les projets dans le secteur de Ghisonaccia

Concernant Ghisonaccia où l'ensemble A compte $n = 9$ projets, nous avons obtenu à partir des 7 critères d'évaluation fondamentaux les matrices de concordance (Tab.I.13) et de discordance (Tab.I.14) ainsi que le graphe de surclassement de la figure I.3.a.



a) Graphe de surclassement initial

b) Graphe de surclassement modifié

FIGURE I.3 – Graphe de surclassement initial et modifié du secteur de Ghisonaccia

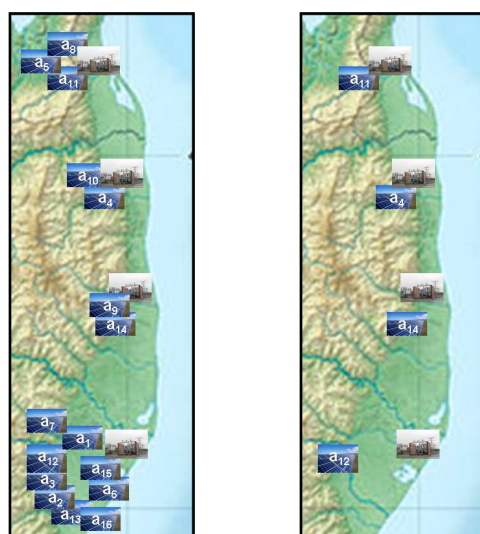
La matrice de concordance donne les valeurs des indices de concordance $c(a_i, a_k)$ pour toutes les paires de projets. Par exemple, selon cette matrice, $c(a_{12}, a_2) = 1$ peut être interprété comme une situation où l'unanimité (100%) des critères considérés sont en accord avec l'hypothèse « a_{12} surclasse a_2 ». $c(a_{16}, a_7) = 0.62$ indique alors que les critères sont en accord avec l'hypothèse « a_{16} surclasse a_7 » à hauteur de 62%. A partir du moment où le niveau de majorité (2/3 dans notre cas) n'est pas atteint, la discordance n'est pas testée et le caractère « * » est inséré dans la matrice. Une valeur nulle dans cette matrice de discordance exprime l'absence de veto (la condition de non-veto est vérifiée) tandis que la valeur 1 indique qu'il existe au moins un veto (la condition de non-veto est fausse). Le noyau du graphe de surclassement est finalement composé du seul projet a_{12} (nœud ou sommet 7) et représente donc le meilleur compromis.

Les trois autres secteurs (Oletta, Taglio, Cervione) ont été analysés de la même façon. Finalement,

quatre des seize projets d'installations PV étudiés sur le département de Haute-Corse ont été sélectionnés en utilisant le modèle de surclassement ELECTRE IS. Le tableau I.15 résume les caractéristiques des projets sélectionnés en termes de tailles et de puissances tandis que la figure I.4.b présente leur situation géographique.

Poste de raccordement électrique	Projets PV sélectionné	Puissance (MW _c)	Surface occupée (Ha)
Ghisonaccia	a ₁₂	4,5	17
Cervione	a ₁₄	8	23
Oletta	a ₁₁	3,5	14,3
Taglio	a ₄	11,1	41,5
Total	4 projets sur 16	27,1	96,2

TABLE I.15 – Caractéristiques des projets sélectionnés



a) Les 16 centrales photovoltaïques étudiées

b) Les 4 centrales photovoltaïques sélectionnées

FIGURE I.4 – Localisation géographique des 16 centrales photovoltaïques étudiées et des 4 centrales sélectionnées

Basé sur l'ensemble de critères de référence, les projets a₄, a₁₁, a₁₂ et a₁₄ intègrent les noyaux du graphe de surclassement pour l'ensemble des cas testés : prise en compte ou non du critère g₈, différents niveaux de concordance et jeux de poids des critères. Certains projets sont sélectionnés dans des cas particuliers. Ainsi, l'alternative a₁, dans le secteur de Ghisonaccia, n'est acceptée que lorsqu'on intègre à l'ensemble des critères le critère g₈. Les alternatives a₅ et a₈, dans le secteur d'Oletta, ainsi que l'alternative a₁₀ dans la zone de Taglio, sont acceptées lorsque le niveau de concordance prend la valeur inférieure la plus proche de 2/3.

2.5 Discussion

Les précédents résultats sont issus de rapports de forces entre majorités favorables et minorités opposées des critères face à chaque hypothèse de surclassement testée. Il est utile d'en souligner certains, notamment pour le secteur d'implantation de Ghisonaccia. On peut constater (Tab.I.13) que la condition de concordance, fondée sur le principe majoritaire, est rarement vérifiée pour les projets a_2 , a_6 et a_7 . En effet, les 2/3 requis de majorité ne sont atteints qu'une seule fois pour chacun. En revanche, a_{12} surclasse de façon majoritaire tous les autres projets PV et même à l'unanimité des critères vis-à-vis des projets a_2 , a_6 et a_7 . Concernant les minorités de critères s'opposant fortement à certains surclassements, rappelons que seuls g_3 et g_6 ont un droit de veto (Tab.I.12). Respectivement, le critère de dégradation écologique potentielle rejette les hypothèses « a_6 surclasse a_3 » et « a_7 surclasse a_3 ». Le critère de risque de conflit d'usage s'oppose à ce que a_6 ou a_{15} ou a_{16} surclassent chacun a_{13} ou a_{12} et rejette aussi l'hypothèse « a_7 surclasse a_{12} ». Ainsi, dans ces rapports de forces entre majorités et minorités, le projet PV a_{12} (nœud ou sommet 7) surclasse tous les autres sans être surclassé (Fig.I.3.a).

Pour chaque secteur étudié, l'application modèle ELECTRE IS permet de conclure par rapport à la sélection ou non de chaque projet dans 18 cas, considérant deux ensembles de critères, chacun combiné avec trois jeux de poids et trois niveaux de majorité. L'analyse de sensibilité a ainsi été effectuée, tenant compte ou non du critère g_8 et attribuant différentes valeurs aux paramètres.

De telles recommandations ont été élaborées à partir de conclusions robustes⁵. Ainsi, des analyses de sensibilité ont été complétées par l'étude du degré de robustesse de chaque situation de surclassement, utilisant l'indicateur ρ défini par Aït Younes et al. (2000) et Roy et Bouyssou (1993). Cet indicateur permet d'apprécier s'il est plus ou moins justifié de modifier la conclusion sur $a_i S a_k$. Particulièrement, si $\rho(a_i, a_k) = 0,5$, ajouter un arc orienté de a_i et a_k est autant justifié que de le retirer ; sinon un algorithme complexe compare le coût d'ajout ($0,5 - \rho(a_i, a_k)$) au coût de retrait ($\rho(a_i, a_k) - 0,5$). Le lecteur pourra prendre connaissance de références complémentaires sur l'analyse de la robustesse des résultats issus des méthodes ELECTRE dans Roy et al. (2005).

Concernant le secteur de Ghisonaccia, la matrice de robustesse est donnée dans le tableau I.16. Notons par exemple que $\forall a_k \in A, \rho(a_{13}, a_k) = c(a_{13}, a_k)$ reflètent des résultats très robustes pour l'hypothèse de surclassement $a_{13} S a_k$. Ainsi, lorsque le projet PV a_{13} (sommet 2) surclasse ou non les autres projets (a_k), le résultat est complètement stable : aucune modification (aucun ajout d'arc et aucun retrait d'arc) ne concerne cette alternative dans le graphe de surclassement modifié (Fig.I.3.b).

En revanche, le circuit $\{1, 8, 3\} = \{a_3, a_{15}, a_1\}$ est transformé par l'ajout d'un arc du sommet 1 vers le sommet 3 : les trois projets photovoltaïques sont alors considérés comme équivalents et regroupés dans

5. une conclusion est dite robuste s'il n'existe pas d'ensemble particulier de valeurs de paramètres possibles qui invalide clairement les conclusions (Roy et al., 2005).

	a ₁	a ₂	a ₃	a ₆	a ₇	a ₁₂	a ₁₃	a ₁₅	a ₁₆
a ₁	1,00	0,76	0,40	0,71	0,81	0,12	0,36	0,76	0,36
a ₂	0,48	1,00	0,50	0,62	0,74	0,09	0,14	0,62	0,52
a ₃	0,65	0,88	1,00	0,71	0,81	0,23	0,39	0,75	0,43
a ₆	0,48	0,43	0,05	1,00	0,87	0,00	0,04	0,57	0,21
a ₇	0,55	0,40	0,06	0,76	1,00	0,00	0,09	0,43	0,21
a ₁₂	0,67	1,00	0,81	0,95	1,00	1,00	0,88	0,81	0,67
a ₁₃	0,71	1,00	0,79	0,76	0,81	0,54	1,00	0,76	0,70
a ₁₅	0,67	0,81	0,69	0,76	0,66	0,00	0,19	1,00	0,62
a ₁₆	0,80	0,81	0,79	0,76	0,62	0,00	0,30	1,00	1,00

TABLE I.16 – Matrice de robustesse des résultats de surclassement entre projets dans le secteur de Ghisonaccia

le sommet artificiel 10. Cette transformation du circuit, fondée sur la robustesse et les coûts, conduit au graphe final dont le noyau peut alors être déterminé, à savoir le sommet 7 ou projet a₁₂ constituant le meilleur compromis pour le secteur d’implantation de Ghisonaccia (Fig.I.3.b).

Toutes zones considérées, l’analyse de la robustesse de résultats nous permet de maintenir la conclusion que sont recommandés pour sélection les projets a₄, a₁₁, a₁₂ et a₁₄.

Conclusion

La planification énergétique est une problématique aussi complexe qu'indispensable en milieu insulaire. La Corse, par sa politique énergétique en matière d'énergie renouvelable dynamique et son potentiel énergétique important est rendue très attractive pour les industriels du secteur, si bien que de nombreux projets d'installations photovoltaïques sur des terrains à vocation agricole sont soumis aux décideurs locaux. Seul un nombre limité de ces projets peut être sélectionné afin de se plier aux contraintes techniques liées à la stabilité du réseau électrique, au souci de non foisonnement de la production électrique ainsi qu'aux contraintes d'acceptabilité sociale et de risques de conflits d'usage des terrains. Dans un souci de transparence et afin de choisir les projets les plus pertinents, cette sélection s'est faite par l'application d'une méthode d'aide à la décision multicritère basée sur le modèle de surclassement ELECTRE IS, dont les résultats ont mené à la recommandation de 4 des 16 projets initialement présentés.

L'ensemble des projets sélectionnés couvrirait potentiellement une surface de 96,2 ha de terrain à vocation agricole (sur les 311 ha potentiellement occupés par les seize installations PV projetées), pour une puissance photovoltaïque cumulée de 27,1 MW_c sur les 98,17 MW_c potentiels. Le limite régionale des 46 MW_c n'est donc pas atteinte : le département de Haute-Corse contribuerait au développement des énergies renouvelables à hauteur de 58,9 % et 18,9 MW_c d'installations resteraient à disperser en Corse. Enfin la concentration géographique des installations est évitée puisque les 4 projets sélectionnés sont distribués sur quatre postes de raccordement électrique (Fig. I.4.b).

La bonne intégration des énergies renouvelables en Corse, dépendant d'une planification énergétique efficace, passe par le recours à des modèles multicritères adaptés afin d'évaluer les projets, technologies, scénarii et politiques. Notre étude démontre que l'approche du surclassement ELECTRE offre un cadre analytique adéquat et semble donc une bonne alternative à la méthode mise en place par la CTC, palliant aux points faibles de cette dernière. On peut en effet regretter l'absence de méthodes pour pondérer les critères et agréger de façon pertinente les évaluations de projets puisque l'agrégation se résume à une simple moyenne arithmétique pondérée, fortement compensatoire et donc peu adaptée à la recherche de projets de bon compromis. Nous apportons ainsi une réponse adéquate à la problématique méthodologique de planification dont dépend l'avenir énergétique de nombreuses îles, où les ressources énergétiques abondent, de même que les contraintes techniques, économiques, sociales et politiques.

La méthodologie multicritère retenue ici demeure améliorable afin de gagner en objectivité. Elle peut

être ainsi mise en œuvre dans un contexte plus participatif (Froger et Oberti, 2002 ; Oberti, 2004), avec des acteurs défendant diverses préoccupations plus ou moins conflictuelles. Par ailleurs, l'évaluation des alternatives selon l'ensemble des critères demeure un point faible de cette étude puisqu'elle est tributaire d'informations relevées dans les dossiers présentés par les industriels. Il s'agirait de s'affranchir le plus possible de données manipulées, sélectionnées et présentées par des acteurs trop impliqués dans le processus décisionnel. Certains critères pourraient être évalués sur la base de mesures ou de données quantifiées directement par les évaluateurs. Ainsi le mode d'évaluation du critère g_1 , consistant à recueillir dans les dossiers les estimations de productible net calculées par les porteurs de projets, pourrait être abandonné au profit d'une évaluation directement réalisée par l'évaluateur, obtenant ces données sur des cartes de potentiels solaires. L'impact visuel pourrait quant-à lui être évalué par utilisation de cartes de co-visibilités.

La construction des cartes de potentiels solaires est l'objet de la partie II. S'il existe des webservice tels que SOLar radiation DAta (SODA⁶) ou PV-GIS⁷ susceptibles de fournir des données d'irradiations solaires plus ou moins précises pour le calcul du productible, il s'agit dans notre cas d'élaborer nos propres cartes du potentiel solaire en Corse afin de répondre à ces nouvelles nécessités. Ainsi la partie II de cette thèse sera consacrée à l'étude approfondie d'une procédure de désagrégation d'images satellites Météosat-8 avec prise en compte des effets du relief dans l'optique de cartographier la ressource solaire avec une résolution spatiale importante. Les sous-modèles utilisés dans la procédure feront l'objet de tests de validation tandis que l'évolution des erreurs d'estimations de l'irradiation solaire au cours du traitement sera étudiée. L'objectif de ce travail est de disposer de cartes dont le processus de calcul est totalement maîtrisé et dont les performances sont bien connues.

Ces cartes permettraient de répondre à d'autres problématiques que la sélection de projets PV parmi un ensemble de projets, telles que la localisation multicritère de sites susceptibles d'accueillir de telles installations. Les webservice SODA et PVGIS mettent à disposition des données ponctuelles et non des cartes couvrant des zones complètes. Ces données ne sont pas adaptées lorsqu'il s'agit de localiser ce type de sites.

6. <http://www.soda-is.com/eng/index.html>

7. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php?lang=fr&map=europe>

Références

- Aït Younes, A., Azibi, R., et Roy, B. (2000). ELECTRE IS - Manuel d'utilisation. (N° 118 et 118bis). /<http://www.lamsade.dauphine.fr/> rubrique Annales et cahiers. Consulté sur <http://www.lamsade.dauphine.fr/>
- Banville, C., Landry, M., Martel, J.-M., et Boulaire, C. (1998). A stakeholder approach to MCDA. *Systems Research and Behavioral Science*, 15(1), 15–32.
- Beccali, M., Cellura, M., et Mistretta, M. (2003). Decision-making in energy planning. application of the electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology. *Renewable Energy*, 28(13), 2063–2087.
- Ben Mena, S. (2000). Introduction aux méthodes multicritères d'aide à la décision. *Biotechnology, Agronomy, Society and Environment*, 4(2), 83–93.
- Bouyssou, D., et Roy, B. (1987). La notion de seuils de discrimination en analyse multicritère. *Information System & Operational Research*, 25(4), 302–313.
- Cavallaro, F. (2005). An integrated Multi-Criteria system to assess sustainable energy options : An application of the promethee method. *SSRN eLibrary*.
- Cavallaro, F., et Ciraolo, L. (2005). A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an italian island. *Energy Policy*, 33(2), 235–244.
- DIREN PACA. (2009). Les mesures compensatoires pour la biodiversité. Principes et projet de mise en œuvre en Région PACA. (Rapport technique). DIREN PACA. Consulté sur http://www.paca.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Guide_mesures_compensatoires_fev_09_V1.pdf
- Délibération n° 09/251. (2009). Délibération n° 09/251 AC de l'assemblée de Corse portant avis sur les projets de champs photovoltaïques en Corse. Assemblée de Corse.
- Délibération n°09/116. (2009). Délibération n°09/116 AC de l'assemblée de Corse approuvant le projet de charte de développement du photovoltaïque et le dispositif d'évaluation des projets. Assemblée de Corse.
- Figueira, J., et Roy, B. (2002). Determining the weights of criteria in the ELECTRE type methods with a revised simos' procedure. *European Journal of Operational Research*, 139(2), 317–326.
- Froger, G., et Oberti, P. (2002). Gouvernance et développement durable. l'aide multicritère à la décision participative. *Sciences de la Société*(57), 57–74.
- Georgopoulou, E., Lalas, D., et Papagiannakis, L. (1997). A multicriteria decision aid approach for energy planning problems : The case of renewable energy option. *European Journal of Operational Research*, 103(1), 38–54.
- Haurant, P., Oberti, P., et Muselli, M. (2011). Multicriteria selection aiding related to photovoltaic plants on farming fields on corsica island : A real case study using the ELECTRE outranking framework.

- Energy Policy*, 39(2), 676–688.
- Oberti, P. (2004). Décision publique et recherche procédurale : illustration d'une démarche multicritère à la localisation participative d'un parc éolien en région corse. Journées de l'Association française de Science économique, Université de Rennes 1.
- Oberti, P. (2006). Localisation participative d'un parc éolien en Corse : Application sur la commune de Bonifacio. (Rapport définitif). Université de Corse/ ADEC.
- Papadopoulos, A., et Karagiannidis, A. (2008). Application of the multi-criteria analysis method electre III for the optimisation of decentralised energy systems. *Omega*, 36(5), 766–776.
- Poggi, P., et Notton, G. (2005). La production d'énergie électrique en corse. bilans et perspectives. In (p. 29). Université d'été, La Réunion..
- Pohekar, S. D., et Ramachandran, M. (2004). Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(4), 365–381.
- Poli, A. (2009). Gestion, gouvernance et évaluation au sein des aires marines protégées : application multicritère de surclassement à la réserve naturelle des Bouches de Bonifacio. Thèse de doctorat, Université de Corse, Corte.
- Quattrolibri. (2009). Implantation de panneaux photovoltaïques sur terres agricoles. Enjeux et propositions. (Rapport Solaire / Agriculture de Quattrolibri). Consulté sur http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/Quattrolibri_solaire_agriculture.pdf
- Roy, B. (1985). Méthodologie multicritère d'aide à la décision. Paris : Economica.
- Roy, B. (1992). Science de la décision ou science de l'aide à la décision ? *Revue Internationale de Systémique*, 6, 497-529.
- Roy, B. (1996). Multicriteria methodology for decision aiding. Springer.
- Roy, B. (2000). Supplément n°1 un glossaire d'Aide à la décision en français et anglais. *Newsletter of the European Working Group "Multicriteria Aid for Decision"*, 3(1), 10.
- Roy, B., et Bouyssou, D. (1993). Aide multicritère à la décision : méthodes et cas. Paris : Economica.
- Roy, B., Mousseau, V., et Figueira, J. (2005). ELECTRE methods. In *Multiple Criteria Decision Analysis : State of the Art Surveys* (pp. 133–162). New York : Springer Verlag.
- Tsoutsos, T., Drandaki, M., Frantzeskaki, N., Iosifidis, E., et Kiosses, I. (2009). Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of crete. *Energy Policy*, 37(5), 1587–1600.

Deuxième partie

CARTOGRAPHIE HAUTE RÉOLUTION DU POTENTIEL SOLAIRE EN CORSE PAR DÉSAGRÉGATION D'IMAGES SATELLITES

Introduction	61
Problématique	61
Cartographie des potentiels solaires : état de l'art	61
1 Cartographie de rayonnement solaire à partir d'images satellites	64
1.1 Standards de temps	65
1.2 Angles solaires	66
1.3 Distance Terre-Soleil et rayonnement extraterrestre	67
1.4 Rayonnement hors atmosphère et rayonnement ciel clair	68
1.4.1 Modèle ciel clair de l'ESRA	69
1.4.2 Paramétrisation de Frouin et al. (1989)	70
1.5 Prise en compte de l'ennuagement	71
1.5.1 Modélisation inverse	71
1.5.2 Modélisation directe	72
1.5.3 Algorithme O&SI SAF	73
1.5.4 Comparaisons entre modèles	75
1.6 Prise en compte du relief	77
1.6.1 Désagrégation spatiale et effets de l'élévation	77
1.6.2 Décomposition de l'irradiance globale	79
1.6.3 Calculs d'horizons	80
1.6.4 Irradiance directe masquée	81
1.6.5 Irradiance diffuse obstruée	82
1.6.6 Irradiance réfléchie des zones visibles	82
2 Présentation des données expérimentales initiales	85
2.1 Zone d'étude	85
2.2 Mesures au sol	85
2.3 Estimations satellites	86
2.4 Modèle numérique de terrain	87
2.5 Coefficients statistiques	88
2.6 Calage temporel et spatial des données expérimentales	89
2.7 Prétraitements des données initiales	91
2.8 Comparaison des estimations satellites aux mesures au sol	92

3 Désagrégation des images Météosat-8	94
3.1 Évaluation des sous-modèles	94
3.1.1 Sélection du modèles de décomposition du rayonnement global	94
3.1.2 Validation des calculs d'horizons	95
3.1.3 Validation de l'irradiance directe masquée	98
3.1.4 Conclusions	100
3.2 Évaluation des étapes de la désagrégation	101
3.2.1 Traitement des irradiances initiales des sites	101
3.2.2 Performances des étapes du traitement	101
3.2.3 Focus sur les résultats horaires	103
3.2.4 Conclusions	106
3.3 Synthèse des cartes	106
3.3.1 Désagrégation et correction d'élévation	107
3.3.2 Optimisation des calculs d'horizons	108
3.3.3 Pas de temps des cartes finales	111
3.3.4 Cartes finales	112
Conclusion	115
Références	116

Introduction

Problématique

La sélection multicritère de projets photovoltaïques opérée dans la partie I a montré la nécessité de la construction de cartes haute résolution des potentiels solaires en Corse. La production de ces cartographies est développée dans cette partie. L'objectif final de ce travail est de disposer d'estimations d'irradiations solaires dont le calcul est parfaitement maîtrisé et dont les performances sont connues.

Ces cartes seront dans un premier temps dédiées à l'évaluation du productible net afin de renseigner de façon objective le tableau de performances de l'évaluation multicritère décrite dans la partie I. Elle pourront par ailleurs alimenter des bases de données de SIG⁸ utilisées par des industriels du secteur de l'énergie solaire pour localiser de nouveaux sites d'implantation de systèmes de production électrique solaires ou par les institutionnels pour établir des stratégies d'aménagement du territoire et de planification énergétique.

Il s'agit dans cette partie dans un premier temps de présenter les méthodes de cartographie de potentiels solaires existantes, démontrant l'intérêt grandissant des données satellites. Par la suite, les estimations de rayonnement solaire obtenues par imagerie satellite sur la base desquelles seront construites nos cartes, ainsi que les divers modèles fondamentaux, sont introduits. Ensuite, un processus de désagrégation est développé, les sous-modèles le constituant testés et les apports du traitement en termes de résolution et de précision sont évalués. Enfin, l'algorithme de génération des cartes ainsi que les cartes finales sont présentés.

Cartographie des potentiels solaires : état de l'art

Une connaissance précise de la distribution géographique et une description du comportement temporel du rayonnement solaire sont essentielles à la sélection de sites d'accueil d'installations photovoltaïques ou thermodynamiques. Il s'agit d'anticiper leur production potentielle à différentes échelles de temps. De nombreux outils ont été développés afin de cartographier la ressource solaire dans cette optique.

Un première méthode de cartographie du potentiel solaire d'une région donnée consiste à interpoler géographiquement des mesures pyranométriques dispersées sur le territoire d'étude grâce à des modèles géostatistiques. C'est le cas d'une étude réalisée en El Salvador où la méthode d'interpolation de Kriging a permis de construire une cartographie du potentiel solaire à partir de mesures réalisées par 22 stations

8. Système d'Informations Géographiques

météorologiques (Ayala et al., 2005). Des outils d'interpolations directes, des outils SIG et des outils de corrélations ont aussi permis de cartographier le rayonnement solaire dans la vallée de Lerma en Argentine, à partir d'estimations obtenues pour 150 à 200 points considérés représentatifs (Belmonte et al., 2009).

Cependant Perez et al. (1997) ont démontré que les extrapolations et interpolations de mesures pyrométriques n'offraient pas un niveau de confiance intéressant au delà de 45-50 km alors que Tovar et al. (1995) ont présenté des coefficients de variabilité pouvant atteindre 40 % entre deux stations situées dans une région montagneuse et distantes de moins de 20 km. Concernant la Corse, Muselli et al. (1998) ont montré que les radiations solaires mesurées sur deux sites distants de plus de 10 km n'étaient que faiblement corrélées. Les méthodes d'interpolations/extrapolations nécessitent donc un réseau de stations météorologiques dense et par conséquent coûteux.

L'utilisation d'images satellites offre une bonne alternative aux techniques géostatistiques pour cartographier précisément le potentiel solaire d'une zone géographique étendue. De nombreux modèles ont été développés ces dernières années afin de calculer le rayonnement solaire à partir d'images satellites et d'en déduire des cartes de la ressource solaire de différentes régions.

Dans le cadre du projet SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), des cartes de rayonnement global journalier et mensuel de 10 km de résolution du Brésil (Martins et al., 2007), de la Chine et du Sri Lanka (Schillings et al., 2004a, 2004e), du Kenya, du Ghana et de l'Ethiopie (Schillings et al., 2004d, 2004c, 2004b) ont été synthétisées à partir d'images satellites Météosat-5 ou Météosat-7 traitées par les modèles BRAZIL-SR ou le modèle de Perez et al. (2002).

Par ailleurs, le potentiel solaire a été cartographié à partir d'images satellites Météosat en Afrique du Nord (Broesamle et al., 2001), en Thaïlande (Janjai et al., 2009), en Hongrie (Rimóczi-Paál et al., 1999) et en Allemagne (Schulze-Kegel et Heidt, 1996). Les images satellites ont permis de délimiter des régions équipotentielle en Tunisie (Chaabane et Ben Djemaa, 2002) et en Italie (Cogliani et al., 2008) et des zones géographiques propices au développement de parcs solaires au Pakistan (Malik et al., 1998). Enfin la base de données HelioClim rend disponible des estimations d'irradiations solaires horaires cartographiées en Europe, Afrique et au dessus de l'océan Atlantique, obtenues à partir d'images Meteosat (Cros et al., 2003, 2004).

L'ensemble des cartes de ces différentes zones d'études présente l'inconvénient d'être basse résolution (de 3 à 10 km) et de ne tenir compte que des effets de l'enneigement sur le rayonnement incident, ne prenant pas en compte les effets orographiques. Cette dernière problématique est traitée depuis une vingtaine d'années, des fonctions SIG modélisant le rayonnement solaire masqué étant développées depuis le début des années 90 (Dubayah et Rich, 1995). Solar Analyst, implémenté dans ArcGis, intègre ces effets. Ce module est utilisé pour cartographier les potentiels solaires en Oman (Gastli et Charabi, 2010) et en

Espagne (Martínez-Durbán et al., 2009) par exemple. D'un autre côté, le service Web PV-GIS⁹ propose une base de données d'estimations de rayonnement solaire annuel en Europe calculées à partir de données climatologiques, utilisant le module r.sun du logiciel SIG gratuit GRASS ainsi que des techniques de géostatistique.

Alternativement à ces outils SIG, des méthodes de désagrégation des cartes résultant d'images satellites basse résolution ont été développées, dans le but de combiner des modèles numériques de terrain (MNT) avec les estimations satellites (Martínez-Durbán et al., 2009 ; Ruiz-Arias et al., 2010 ; Bosch et al., 2010). Les études ont montré que ce procédé de désagrégation permettait d'améliorer le niveau de détails des cartes obtenues tout en augmentant la précision des estimations, en particulier en présence de relief important. Ainsi Ruiz-Arias et al. (2010) ont montré que ce procédé permettait d'abaisser les biais jusqu'à 2 points, sans faire évoluer significativement les erreurs quadratiques des estimations, tandis que Bosch et al. (2010) ont noté des améliorations de ces erreurs quadratiques atteignant 5 points. Ces méthodes de désagrégation ont été appliquées pour la construction d'un atlas solaire haute résolution (250 m) de la région Provence-Alpe-Côte-d'Azur (Blanc et al., 2011).

L'intérêt des méthodes de désagrégation pour la cartographie du rayonnement solaire en Corse est étudié dans cette partie. La particularité de cette étude réside dans le fait que les hypothèses et les sous-modèles utilisés dans le procédé de désagrégation sont présentés, discutés et validés. Par la suite, les estimations du rayonnement global issues de chaque étape de la désagrégation sont comparées à des mesures au sol. Une attention particulière est alors portée sur les erreurs induites par chaque étape du traitement dans l'optique d'évaluer l'apport de chacune d'elle. Enfin, une fois l'intérêt du processus démontré, la synthèse des cartes désagrégées de la Corse sera effectuée.

9. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm#horizontal>

Chapitre 1

Cartographie de rayonnement solaire à partir d'images satellites

Une connaissance précise des distributions spatiales et temporelles de la ressource solaire est indispensable dans le domaine de l'énergie, tant pour le dimensionnement et la localisation d'implantations photovoltaïques ou thermodynamiques que pour une meilleure gestion de la production. La mise en place d'un réseau pyranométrique suffisamment dense sur une vaste zone géographique demeure excessivement coûteux tandis que les outils de géostatistique restent applicables sur des domaines restreints, de telle sorte que l'utilisation d'imagerie satellite semble la meilleure alternative pour cartographier le potentiel solaire.

Le lancement des programmes d'observations de la surface et de l'atmosphère de la Terre par satellite, dans les années 70¹, a précédé le développement d'outils de télédétection permettant l'interprétation efficace des images acquises et l'extraction d'informations pour de nombreuses applications. Parmi les produits développés, les méthodes d'évaluations des conditions d'enneuagement de vastes zones géographiques aboutissent à l'estimation du rayonnement solaire au niveau de la surface de ces mêmes zones (Tarpley, 1979 ; Gautier et al., 1980 ; Cano et al., 1986).

Ces méthodes ont pour principe général commun de considérer que le rayonnement surfacique dérive du rayonnement hors atmosphère G_{TOA} ² ou du rayonnement en conditions de ciel clair G_{ClS} ³ modulé par des paramètres rendant compte des conditions atmosphériques. Il s'agit donc de modéliser dans un premier temps les rayonnements G_{TOA} ou G_{ClS} puis de déterminer les indices d'enneuagement ou les facteurs traduisant la transmittance de l'atmosphère par interprétation d'images satellites.

Dans cette section seront présentées dans un premier temps quelques notions de mécanique céleste permettant par la suite les calculs des rayonnements G_{TOA} et G_{ClS} . Ensuite seront exposées les principales méthodes permettant de dériver le rayonnement global d'images satellites surfacique. Enfin, les modèles utilisés pour la prise en compte de l'horizon dans l'estimation du rayonnement solaire seront introduits.

1. Le premier satellite du programme américain d'observation de la Terre par satellite Landsat a été lancé le 23 juillet 1972 tandis que le premier satellite européen Météosat a été lancé le 23 novembre 1977.

2. TOA : Top Of Atmosphere.

3. Cls : Clear Sky.

1.1 Standards de temps

Les standards de temps (ou bases de temps) déterminent le rythme du temps qui passe, les intervalles temporels et les temps fixes : l'heure du temps. Les standards usuels sont basés sur les périodes de rotation de la Terre : révolution de la Terre autour du Soleil ou rotation sur elle-même.

Si l'intervalle de temps de référence est la seconde⁴, il existe une multitude de standards en ce qui concerne la définition de l'heure du temps :

- la rotation de la Terre autour de son axe est à l'origine des successions de jours et de nuits. Le temps d'une rotation complète, en moyenne 24 h, définit le **Temps Solaire Moyen** (t_{TSM}).
- Chaque heure équivaut à un écart en longitude de 15° et réciproquement, 1° de longitude correspond à un décalage de 4 minutes. Le temps est donc fonction de la longitude d'un lieu donné tandis que le décalage entre la longitude 0 et une longitude λ est de $\lambda/15$ h. On définit alors le **Temps Universel** noté t_{TU} comme étant le temps t_{TSM} à la longitude 0. t_{TSM} et t_{TU} sont donc liés, pour une longitude λ , par la relation :

$$t_{TSM} = t_{TU} + \lambda/15 \quad (II.1)$$

t_{TU} est donc un standard de temps basé sur le jour solaire défini de manière uniforme malgré les variations de rotation de la Terre. On définit alors t_{TU_0} la mesure brute de la période de rotation de la Terre tandis que t_{TU_1} résulte de t_{TU_0} corrigé des effets de la nutation sur la longitude du point d'observation.

- Le **Temps Universel Coordonné**, noté t_{UTC} , est maintenu dans un intervalle de 0,9 s de t_{TU_1} par l'introduction opportune de secondes intercalaires.
- Le **temps légal** ou **temps local** $t_{légal}$ est l'heure en vigueur dans un pays ou une région donnée. Il résulte de t_{UTC} par décalage d'un nombre d'heures dépendant du fuseau horaire et d'éventuelles heures d'été. C'est ainsi qu'en France, $t_{légal} = t_{UTC} + 1$ l'hiver et $t_{légal} = t_{UTC} + 2$ l'été.
- Enfin le **Temps Solaire Vrai**, noté t_{TSV} est basé sur le jour solaire qui correspond à la période entre deux retours successifs du Soleil au méridien d'un lieu donné et centré sur le midi solaire⁵. Les effets des caractéristiques de la révolution de la Terre autour du Soleil et de la rotation de la Terre entraînent des variations de t_{TSV} par rapport à t_{TSM} qui peuvent atteindre 17 minutes. Ces variations sont déterminées par l'équation du temps (Wald, 2007) :

$$ET = t_{TSM} - t_{TSV} \approx 0,128 \sin(j - 0,04887) + 0,165 \sin(2j + 0,34383) \quad (II.2)$$

4. La seconde est la durée de 9 192 631 770 périodes de la radiation correspondant à la transition entre les niveaux hyperfins F=3 et F=4 de l'état fondamental de l'atome de césium 133 (http://www.bipm.org/fr/si/si_brochure/chapter2/2-1/2-1-1/second.html).

5. Instant où le Soleil est à son zénith.

où j désigne l'angle journalier, en radian, qui est défini en fonction du numéro d du jour. Ce dernier varie de 1 au 1^{er} janvier à 366 ou 365 au 31 décembre, selon l'année (bissextile ou non), selon la formule :

$$j = \frac{2\pi \cdot d}{365,2422} \quad (\text{II.3})$$

Le temps solaire vrai est lié à la notion d'angle horaire solaire ω qui est l'arc compris entre le Soleil et le plan méridien d'un lieu donné. Il varie de $360/24 = 15^\circ$ par heure, est négatif le matin, nul à midi et positif l'après midi. ω , exprimé en degré, est donné par la relation :

$$\omega = 15 (t_{\text{TSV}} - 12) \quad (\text{II.4})$$

Le temps solaire vrai sera tout au long de cette thèse la base de temps de référence bien que les mesures et données expérimentales utilisées dans ces travaux sont généralement fournies en temps universel t_{TU} voire en temps local $t_{\text{légal}}$. Un travail de conversion de la base de temps des mesures en temps solaire vrai sera donc systématiquement effectué. Enfin les temps seront, sauf indication contraire, exprimés en fraction décimale d'heures.

1.2 Angles solaires

La position du Soleil sur la voûte céleste est déterminée par deux angles (Fig.II.1) :

1. son élévation $\alpha \in [-90; 90]$ qui est l'angle, exprimé en degré, formé par la direction du Soleil et le plan horizontal au lieu d'observation. Il s'agit de l'angle complémentaire à l'angle zénithal θ : $\alpha = 90 - \theta$;
2. son azimut γ qui est l'angle compris entre le méridien du lieu considéré et le plan vertical passant par le Soleil. γ varie entre 0° et 360° à partir du nord dans le sens anti-trigonométrique : l'est est à 90° , le sud à 180° et l'ouest à 270° .

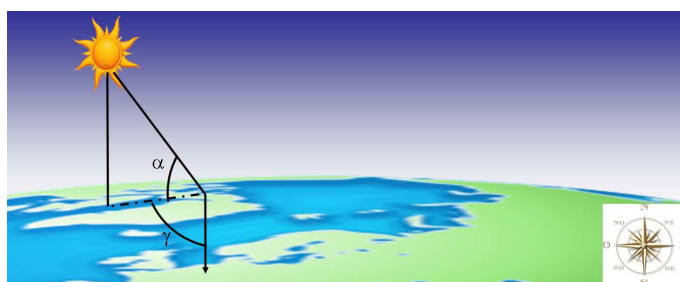


FIGURE II.1 – Définition des angles solaires : α l'élévation du Soleil et γ son azimut

Ces angles dépendent de la position géographique du lieu d'observation définie par sa latitude φ , sa longitude λ et le temps. Il existe des modèles de calculs de ces angles plus ou moins précis. Etant donné leur

importance dans la détermination des effets de masque, nous avons opté pour la fonction `sun_position.m`⁶ implémentée sous Matlab par Reda et Andreas (2004, 2008). L'algorithme, basé sur la théorie séculaire des orbites planétaires développée par Bretagnon (1982) et précisée par Bretagnon et Francou (1988), permet de calculer les angles solaires avec une incertitude de $\pm 0,0003^\circ$ sur une période s'étallant de l'année -2000 à l'année 6000. Par ailleurs cette procédure à l'intérêt de calculer les élévations et azimuts topocentriques, i.e du point de la surface de la Terre considéré, tenant compte de son altitude.

L'élévation topocentrique est donnée par la relation :

$$\alpha = \arcsin(\sin(\varphi) \cdot \sin(\delta') + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta') \cdot \cos(\omega')) \quad (\text{II.5})$$

où δ' désigne la déclinaison solaire topocentrique résultant de la déclinaison solaire géocentrique⁷ corrigée et ω' est l'angle de l'heure locale topocentrique. Le calcul de ces angles est détaillé par Reda et Andreas (2004, 2008).

Par ailleurs, l'élévation topocentrique est corrigée tenant compte de la réfraction atmosphérique, donnant l'élévation apparente α_{soleil} :

$$\alpha_{\text{soleil}} = \alpha + \Delta e \quad (\text{II.6})$$

Δe quantifiant la réfraction atmosphérique, calculée en fonction de la pression P moyenne annuelle (en millibar) et de la température moyenne annuelle T (en $^\circ\text{C}$) par :

$$\Delta e = \frac{P}{1010} \frac{283}{273 + T} \frac{1,02}{60 \tan\left(\alpha + \frac{10,3}{\alpha + 5,11}\right)} \quad (\text{II.7})$$

Enfin l'azimut topocentrique γ est donné par⁸ :

$$\gamma = \arctan 2 \left(\frac{\sin(\omega')}{\cos(\omega') \sin(\varphi) - \tan(\delta') \cos(\varphi)} \right) \quad (\text{II.8})$$

1.3 Distance Terre-Soleil et rayonnement extraterrestre

La trajectoire de la révolution de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil occupe un des foyers (Fig.II.2). La distance Terre-Soleil r varie donc au cours de l'année, pendant la révolution, selon la relation :

$$\left(\frac{r}{r_0} \right)^2 = 1 + \epsilon \quad (\text{II.9})$$

6. <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/4605-sunposition-m>

7. **Géocentrique** : qui se rapporte à un système de référence centré au centre de la Terre.

8. Précisons que la fonction trigonométrique $\arctan 2$ donne l'angle entre la partie positive de l'axe des abscisses d'un plan, et le point considéré.

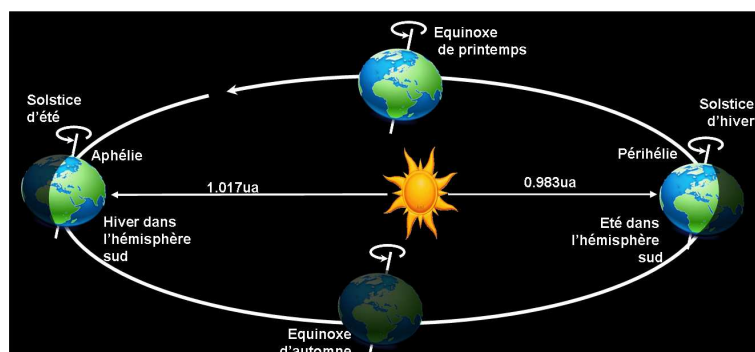


FIGURE II.2 – Mouvements de rotations de la Terre d'après Perrin et Vauge (1982)

$r_0 = 1 \text{ ua}$ ⁹ désigne la distance Terre-Soleil moyenne annuelle et ϵ est la correction relative exprimée en fonction de l'angle journalier j :

$$\epsilon \approx 0,3344 \cos(j - 0,049) \quad (\text{II.10})$$

r atteint son maximum peu après le solstice d'été (1,017 ua) et son minimum au solstice d'hiver (0,983 ua) (Fig.II.2).

La « constante solaire », notée G_{sc} , exprime l'éclairement solaire reçu par une surface unitaire normale aux rayons du Soleil située à 1 ua en l'absence d'atmosphère. On considère $G_{sc} = 1367 \text{ Wm}^{-2}$, avec une incertitude de 0,15 % due à l'activité solaire (Wald, 2007).

Le rayonnement solaire extraterrestre G_0 , fonction de la distance Terre-Soleil, est déterminé à partir de la correction ϵ selon l'équation :

$$G_0(\epsilon) = G_{sc}(1 + \epsilon) \quad (\text{II.11})$$

1.4 Rayonnement hors atmosphère et rayonnement ciel clair

Le rayonnement hors atmosphère G_{TOA} au dessus d'une zone géographique donnée à un instant précis est fonction de l'élévation du soleil :

$$G_{TOA} = G_0 \sin(\alpha) \quad (\text{II.12})$$

Le rayonnement hors atmosphère n'est composé que de la composante directe, le rayon étant très peu diffusé hors de l'atmosphère. Lorsque le rayonnement solaire se propage dans l'atmosphère, il interagit avec les constituants de celle-ci, ainsi qu'avec les particules en suspension et les aérosols. Les rayons, lorsqu'ils ne sont pas absorbés, sont en partie diffusés et dispersés dans toutes les directions à cause de phénomènes de réflexion, réfraction et diffraction. Le rayonnement solaire global arrivant au niveau du sol est alors

9. 1 ua = 1 Unité Astronomique = 149598.10^3 km

composé d'une composante directe qui est la fraction du rayonnement n'ayant pas subi de diffusion et de la composante diffuse.

La figure II.3 schématise les processus subis par le rayonnement solaire lors de son passage dans l'atmosphère, et leurs influences relatives. On peut voir que seul 51 % du rayonnement hors atmosphère en moyenne est absorbé par la surface terrestre, celui-ci étant en partie réfléchi par les nuages et aérosols, rétrodiffusé par l'atmosphère, absorbé par certains gaz la constituant ou réfléchi par le sol.

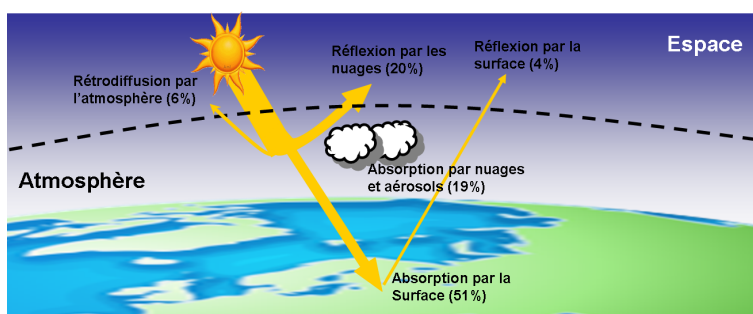


FIGURE II.3 – Interactions du rayonnement solaire avec l'atmosphère

Il existe de nombreux modèles dans la littérature permettant le calcul du rayonnement global au sol après avoir traversé l'atmosphère en conditions de ciel clair. Nous pouvons ainsi citer, entre autres modèles, les huit modèles dont les performances ont été démontrées par Ineichen (2006) : le modèle de Bird et Hulstrom (1980), un des premiers modèles développés ; les modèles de Kasten (1984), de Molineau et al. (1998), d'Ineichen et Perez (2002), les modèles CPC2 et REST2 développés par Gueymard (1989, 2008) ainsi que le modèle élaboré pour l'ESRA (European Solar Radiation Atlas) et utilisé pour le modèle Héliosat-2 de cartographie du rayonnement solaire (Rigollier et al., 2000) et enfin le modèle SOLIS développé dans le cadre du projet Heliosat-3 (Mueller et al., 2004).

Citons par ailleurs la paramétrisation de la transmittance atmosphérique en conditions de ciel clair développée par le Centre de Météorologie Spatiale (CMS) de MétéoFrance (Brisson et al., 1994), celle de Frouin et al. (1989) et la paramétrisation « Staylor » (Darnell et al., 1988, 1992). Ces trois paramétrisations ont été comparées dans le cadre du développement d'un algorithme de calculs du rayonnement solaire à partir d'images satellites par le CMS (Brisson et al., 1999).

Nous présenterons dans la section à venir les deux modèles de ciel clair utilisés dans cette thèse.

1.4.1 Modèle ciel clair de l'ESRA

Le premier modèle utilisé, le modèle de l'ESRA (Rigollier et al., 2000) développé dans le cadre du projet du même nom, est basé sur de la paramétrisation de l'épaisseur optique de Rayleigh par Kasten (1996) et du trouble de Linke pour une masse d'air de 2 noté $TL(AM2)$. Le calcul de l'irradiance globale horizontale G_{Cl} par ciel clair est divisé en deux parties :

$$G_{\text{ClS}} = B_{\text{ClS}} + D_{\text{ClS}} \quad (\text{II.13})$$

1. La composante directe en conditions de ciel clair B_{ClS} est donnée par la relation :

$$B_{\text{ClS}} = G_{\text{TOA}} \exp\left(-0,8662.TL(AM2)m_a.e_{\text{ray}}(m_a)\right) \quad (\text{II.14})$$

où m_a désigne la masse d'air optique relative définie par [Kasten et Young \(1989\)](#) et e_{ray} est l'épaisseur optique de Rayleigh, liée à m_a par

$$\begin{cases} 1/e_{\text{ray}} = 6,62960 + 1,75130.m_a - 0,12020.m_a^2 + 0,00650.m_a^3 \\ \quad \quad \quad -0,00013.m_a^4 \text{ si } m_a \leq 20 \\ 1/e_{\text{ray}} = 10,4 + 0,718.m_a \text{ si } m_a > 20 \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

2. La composante diffuse en conditions de ciel clair D_{ClS} est calculée par :

$$D_{\text{ClS}} = G_0 \tau_{rd}(TL(AM2)) F_d(\alpha, TL(AM2)) \quad (\text{II.16})$$

définissant la transmittance au zénith τ_{rd} , fonction de $TL(AM2)$:

$$\tau_{rd} = -1,5843.10^{-2} + 3,0543.10^{-2}TL(AM2) + 3,797.10^{-4}TL(AM2)^2 \quad (\text{II.17})$$

et la fonction angulaire de diffusion F_d :

$$F_d = A_0 + A_1 \sin(\alpha) + A_2 \sin(\alpha)^2 \quad (\text{II.18})$$

Les coefficients A_i , dépendant du facteur de trouble de Linke, sont précisés par [Rigollier et al. \(2000\)](#).

1.4.2 Paramétrisation de [Frouin et al. \(1989\)](#)

Cette paramétrisation de la transmittance atmosphérique en conditions de ciel clair a été sélectionnée parmi les trois paramétrisations testées par le CMS de MétéoFrance. Elle a été implémentée dans l'algorithme de traitement des images satellites Météosat-8 pour le calcul de l'irradiance solaire. Selon cette paramétrisation, l'irradiance « ciel clair » est donnée par :

$$G_{\text{ClS}} = G_{\text{TOA}} \cdot \tau_{\text{ClS}} \quad (\text{II.19})$$

où τ_{ClS} désigne la transmittance atmosphérique en conditions de ciel clair calculée à partir des trois épaisseurs optiques e_{H_2O} , e_{O_3} et e_{sc} qui se réfèrent respectivement à l'absorption de la vapeur d'eau, à l'absorption de l'ozone ainsi qu'à l'absorption des aérosols et les diffusions de Rayleigh. Un terme correctif

permet de tenir compte de multiples réflexions entre la surface et les couches basses de l'atmosphère. Il est exprimé en fonction de l'albédo de surface ρ_{sol} et la visibilité horizontale V exprimée en km.

$$\tau_{\text{Cls}} = \frac{e^{-e_{H_2O}} e^{-e_{O_3}} e^{e_{sc}}}{1 - \rho_{\text{sol}}(a' + b'/V)} \quad (\text{II.20})$$

Les épaisseurs optiques e_{H_2O} et e_{O_3} sont liées au contenu de l'air en vapeur d'eau U_{H_2O} ou en ozone U_{O_3} :

$$\begin{cases} e_{H_2O} = 0,102 (U_{H_2O} / \sin(\alpha))^{0,29} \\ e_{O_3} = 0,043 (U_{O_3} / \sin(\alpha))^{0,57} \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

et e_{sc} dépend de V :

$$e_{sc} = (a + b/V) / \sin(\alpha) \quad (\text{II.22})$$

Les coefficients a , b , a' et b' sont des coefficients dépendant du type d'aérosols. Ils sont quantifiés par [Brisson et al. \(1999\)](#).

1.5 Prise en compte de l'ennuageement

L'estimation du rayonnement solaire au niveau du sol nécessite la prise en compte des conditions atmosphériques réelles et de l'ennuageement. L'interprétation des images satellites intervient à ce niveau. On distingue deux types de modèles utilisant les images satellites : les modèles inverses issus des méthodes de télédétection, ou les modèles directs.

1.5.1 Modélisation inverse

Les entrées d'une modélisation inverse sont les images satellites brutes ou étalonnées résultant de l'ensemble des interactions rayonnement-sol-atmosphère. On considère qu'une variation du rayonnement perçu par les instruments du satellite est la conséquence d'une variation de la couverture nuageuse. Une inversion du signal permet alors de déduire de ces images les rayonnements au sol.

L'image satellite, constituée de comptes numériques, est convertie en une distribution spatiale d'indices n décrivant l'ennuageement. Cet indice rend compte de l'état de l'atmosphère observé par rapport aux conditions idéales de ciel clair :

$$n = \frac{N - N_{\text{Cls}}}{N_{\text{nuage}} - N_{\text{Cls}}} \quad (\text{II.23})$$

Où N est la quantité mesurée par les instruments du satellite. Il s'agit soit de la radiance ([Martins et al., 2007](#)), soit de l'albédo planétaire ([Brisson et al., 1999](#) ; [Cano et al., 1986](#) ; [Beyer et al., 1996](#) ; [Darnell et al., 1988, 1992](#) ; [Mefti et al., 2008](#) ; [Chaabane et al., 1996](#)), voire directement des nuances de gris des images

(Illera et al., 1995 ; Perez et al., 2002). N_{Clis} et N_{nuage} sont les valeurs de ces quantités respectivement en conditions de ciel clair et lorsque la couverture nuageuse est maximale. Ces deux quantités sont les valeurs maximales et minimales des comptes numériques déterminées par l'analyse statistique des images.

Cet indice d'ennuagement n peut alors être utilisé pour calculer les indices de clarté k_t (Cano et al., 1986) ou les indices de ciel clair k_{Clis} (Rigollier et al., 2004 ; Perez et al., 2002) qui expriment respectivement la part du rayonnement hors atmosphère et la part du rayonnement ciel clair arrivant au sol. Ces indices peuvent alors être reliés à n par des relations polynomiales du type :

$$k = \sum_i a_i n^i \quad (\text{II.24})$$

Les paramètres a_i sont déterminés de façon empirique ou statistique. Ils dépendent dans la plupart des cas des catégories de conditions d'ennuagement définies selon les valeurs de n , distinguant alors le ciel clair du ciel partiellement couvert et du ciel complètement couvert. Ces indices modulent alors les rayonnements hors atmosphère ou ciel clair, obtenant le rayonnement global au sol :

$$G = k_{\text{Clis}} G_{\text{Clis}} \text{ ou } G = k_t G_{\text{TOA}} \quad (\text{II.25})$$

L'indice d'ennuagement peut aussi être utilisé pour moduler les transmittances en condition de ciel clair τ_{Clis} et nuageuses τ_{nuage} calculées à partir des paramètres météorologiques (Martins et al., 2007)

$$G = G_{\text{Clis}} (\tau_{\text{Clis}} (1 - n) + \tau_{\text{nuage}} n) \quad (\text{II.26})$$

1.5.2 Modélisation directe

Le principe de ce type de méthode est de modéliser les différents effets atmosphériques agissant sur le rayonnement incident se propageant dans l'atmosphère. On déduit alors le rayonnement au niveau de la surface du rayonnement hors atmosphère, considérant les intensités réfléchies, transmises et diffusées.

Deneke et al. (2008) calculent la transmittance atmosphérique τ découlant des interactions du rayonnement avec les nuages, les aérosols et gaz atmosphériques qui module le rayonnement hors atmosphère :

$$G = G_{\text{TOA}} \tau \quad (\text{II.27})$$

Janjai et al. (2009) décomposent cette transmittance en fonction des coefficients de transmission de l'ozone τ_{O_3} , du coefficient d'absorption des aérosols $a_{\text{aéro}}$ et du coefficient d'absorption de la vapeur d'eau a_{H_2O} :

$$\tau = \frac{\tau_{O_3} - \tau_{O_3} \rho_p - \tau_{O_3} a_{H_2O} - \tau_{O_3} a_{\text{aéro}}}{(1 - \rho_{\text{sol}}) + \rho_{\text{sol}} a_{H_2O} + \rho_{\text{sol}} a_{\text{aéro}}} \quad (\text{II.28})$$

avec ρ_p l'albédo planétaire. L'ensemble des données utiles à la détermination des paramètres intervenant

dans le calcul de la transmittance atmosphérique résulte du traitement d'images satellites.

Enfin, [Oumbe Ndeffotsing \(2009\)](#) a démontré que le rayonnement au sol résulte du produit du rayonnement ciel clair G_{Clis} par l'ensemble « extinction due aux nuages et contribution de la réflectance du sol »

$$G = G_{Clis} \cdot \tau_{\text{nuage+sol}} \quad (\text{II.29})$$

Il a ainsi élaboré une méthode directe dont les entrées sont les caractéristiques des nuages (type et épaisseur optique), celles des aérosols, le contenu en vapeur d'eau et les caractéristiques géographiques du site (altitude et albédo du sol).

1.5.3 Algorithme O&SI SAF

Le programme MSG ¹⁰, initié en 2002, est un programme commun de l'ESA ¹¹ et d'EUMETSAT ¹². Il a pour but d'améliorer l'observation de la surface de la Terre, offrant des informations à la fois plus riches, plus précises et plus fréquentes que ce que permettait la précédente génération Météosat. L'amélioration principale du satellite réside dans les performances de son imageur SEVIRI ¹³ qui transmet des images multispectrales (sur 12 canaux spectraux contre 3 canaux pour les anciens imageurs) toutes les 15 minutes (contre une période de 30 minutes pour Météosat). La résolution des images est aussi améliorée puisqu'elle a été ramenée à 3 km pour l'ensemble des canaux, excepté le canal visible qui bénéficie d'une résolution de 1 km (contre des résolutions respectivement de 5 km et 2,5 km pour Météosat) ([Schmetz et al., 2002](#)).

Les données acquises sont transmises au siège d'EUMETSAT à Darmstadt, en Allemagne, qui assure leur prétraitement et leur archivage, avant d'être diffusées aux services météorologiques partenaires et centre d'applications satellitaires développant différents outils d'interprétation des images : les SAF ¹⁴.

Parmi les centres partenaires, le centre Océan et Glaces de Mer et le CMS ¹⁵ de MétéoFrance, à Lannion, développent entre autre des algorithmes d'estimations d'irradiances solaires à la surface de la Terre : les SAF O&SI ¹⁶.

Les cartes d'irradiances solaires basées sur le traitement d'images satellites utilisées dans cette étude nous ont été gracieusement fournies par ce centre de recherche. L'algorithme de traitement utilisé pour la synthèse de ces cartes découle d'un modèle physique combinant deux paramétrisations différentes, selon les conditions d'ennuagement du ciel ([Brisson et al., 1999](#) ; [Le Borgne et al., 2005](#)) :

1. En conditions de ciel clair, l'irradiance est calculée grâce à la paramétrisation de [Frouin et al. \(1989\)](#) présentée dans la section 1.4 ;

10. Meteosat Second Generation

11. European Spatial Agency (agence spatiale européenne).

12. European Organization for the Exploitation of Meteorological Satellites (organisation européenne pour l'exploitation de satellites météorologiques).

13. Spinning Enhanced Visible and Infrared Imager.

14. Satellites Application Facilities.

15. Centre de Météorologie Spatiale.

16. SAF Ocean and Sea Ice.

2. l'irradiance en conditions de ciel nuageux, G_{nuage} est calculée à partir de l'équation :

$$G_{\text{nuage}} = G_{\text{TOA}} \tau_1 \cdot F_{\text{nuage}} \quad (\text{II.30})$$

avec τ_1 la transmittance atmosphérique du chemin Soleil-surface, équivalent à la transmittance en conditions de ciel clair τ_{Cls} , tandis que F_{nuage} est le facteur d'ennuage obtenu selon la relation :

$$F_{\text{nuage}} = \frac{\tau_{\text{nuage}}}{1 - \tau_{bc} \rho_{\text{nuage}} \rho_{\text{sol}}} \quad (\text{II.31})$$

où ρ_{nuage} et ρ_{sol} sont respectivement les albédos des nuages et du sol, $\tau_{bc} = 0,96$ désigne la transmittance sous les nuages et τ_{nuage} la transmittance des nuages donnée par :

$$\tau_{\text{nuage}} = 1 - \rho_{\text{nuage}} - \rho_{\text{nuage}} a_{\text{nuage}} \cos(\theta) \quad (\text{II.32})$$

avec $a_{\text{nuage}} = 0,4$ le coefficient d'absorption des nuages, et θ l'angle zénithal du soleil. Enfin, l'albédo des nuages est obtenu à partir de l'albédo planétaire ρ_p en résolvant l'équation suivante :

$$\rho_p = \rho_{\text{Ray}} - \tau_{2\text{top}} \rho_{\text{nuage}} + \frac{\rho_{\text{sol}} \tau_2 \tau_{\text{nuage}}^2}{1 - \tau_{bc} \rho_{\text{nuage}} \rho_{\text{sol}}} \quad (\text{II.33})$$

ρ_{Ray} est l'albédo dit de Rayleigh, quantifiant la diffusion de Rayleigh et donné par la relation empirique :

$$\rho_{\text{Ray}} = \frac{0,28}{1 + 6,43 \cos(\theta)} \quad (\text{II.34})$$

τ_2 et $\tau_{2\text{top}}$ sont les transmittances atmosphériques respectivement des parcours Soleil-surface-satellite et Soleil-nuage-satellite. Ces transmittances sont calculées selon la paramétrisation CMS (Brisson et al., 1994), considérant le parcours complet dans l'atmosphère :

$$\begin{cases} \tau_2 = 1 - a_{O_3} U_{O_3} \cdot (1/\mu) - a_{H_2O} U_{H_2O} \cdot (1/\mu) - \rho_{\text{Ray}}(\mu) \\ \tau_{2\text{top}} = 1 - a_{O_3} U_{O_3} \cdot (1/\mu) - a_{H_2O} \times 0,3 U_{H_2O} \cdot (1/\mu) - \rho_{\text{Ray}}(\mu) \end{cases} \quad (\text{II.35})$$

Les paramètres a_{O_3} et a_{H_2O} sont respectivement les facteurs d'absorption de l'ozone et de la vapeur d'eau, $1/\mu$ désigne le chemin optique total parcouru par le rayonnement.

$$\begin{cases} a_{H_2O} = \frac{2,9 U_{H_2O} / \cos(\theta)}{(1 + 141,5 U_{H_2O} / \cos(\theta))^{0,635}} + 5,925 U_{H_2O} / \cos(\theta) \\ a_{O_3} = \frac{0,02118 U_{O_3} / \cos(\theta)}{1 + 0,042 U_{O_3} / \cos(\theta) + 0,000323 (U_{O_3} / \cos(\theta))^2} \\ \quad + \frac{1,082 U_{O_3} / \cos(\theta)}{(1 + 138,6 U_{O_3} / \cos(\theta))^{0,805}} + \frac{0,0658 U_{O_3} / \cos(\theta)}{(1 + U_{O_3} / \cos(\theta))^3} \end{cases} \quad (\text{II.36})$$

ρ_p est calculé à partir des réflectances mesurées par les comptes numériques de l'image satellite.

Remarquons que bien que l'instrument SEVIRI produit, dans son canal visible, des images de 1 km de résolution, la grille finale des images Météosat-8 est iso-latitude et iso-longitude d'une résolution de $0,1^\circ$, soit environ 12 km aux latitudes moyennes. Cette dégradation de la résolution résulte de l'indispensable adaptation des grilles des différentes cartes des paramètres. Une telle résolution de la grille a d'importantes conséquences sur la précision locale des estimations : l'indice d'ennuagement et les estimations de radiation solaire attribués à un pixel donné signifient que les conditions météorologiques sont homogènes sur une zone géographique de l'ordre de 144 km^2 , alors que celles-ci sont normalement très locales.

1.5.4 Comparaisons entre modèles

Le tableau II.1 présente les performances en termes de corrélations et d'erreurs des modèles précédemment présentés, dont les estimations ont été comparées à des mesures pyranométriques au sol.

Les performances de ces modèles sont difficiles à comparer en l'état, tout d'abord car les statistiques sont calculées de différentes façons, comme le montrent les notes de bas de page :

- les erreurs quadratiques (rRMSE) données peuvent être soit des moyennes annuelles, mensuelles, ou globales sur l'ensemble d'un échantillon de plusieurs sites ;
- les modes de relativisation des erreurs peuvent différer d'une étude à l'autre : l'erreur globale moyenne peut être relativisée par la valeur moyenne de l'échantillon ou bien chaque erreur individuelle peut être relativisée par la mesure avant d'être moyennée.

Ensuite parce que les statistiques sont obtenues pour différents sites ayant leurs caractéristiques météorologiques propres.

On peut néanmoins remarquer que les coefficients de corrélation (CC) de chacun des modèles sont toujours supérieurs à 0,8, à l'exception de quelques valeurs marginales.

Par ailleurs,

- les erreurs quadratiques des estimations horaires globales varient de 8 à 45 %, ces valeurs extrêmes étant marginales : la majorité des rRMSE demeurent de l'ordre de 20 % ;
- les rRMSE des estimations journalières se situent entre 5 et 20 %. Elles atteignent ponctuellement 31,5 % en Italie avec SOLARMET ;
- les biais (rMBE) quant-à eux varient de -23 % pour certains sites européens traités par Héliosat-2, à 11 % pour un site traité par Héliosat-4.

On peut aussi remarquer qu'aucun type de modèle, qu'il s'agisse de modèle direct, inverse statistique ou inverse physique, n'est à privilégier, les trois types de modèles donnant des résultats comparables.

Modèle	Type de modèle ^a	Zone géographique	Temps ^b	rRMSE ^c (%)	rMBE ^d (%)	CC	Référence
Bassin méditerranéen							
SICIC GISTEL	Phy/Inv	Tunisie	GJ	7,5 à 23,3 9,8 à 26,6	0,1 à 7 -5 à -15,8	0,88 à 0,97 0,81 à 0,94	(Mefti et al., 2008)
GISTEL	Phy/Inv	Tunisie (8 stations)	GJ	6 à 11,4 (12)	-	0,69 à 0,92 (0,96)	(Chaabane et Ben Djemaa, 2002)
SOLARMET	Phy/Inv	Italie (51 stations)	GJ ^e	0,1 à 31,75 ^f (7,6)	-	-	(Cogliani et al., 2008)
-	Stat/Inv	Espagne (8 stations)	GH GJ	19,5 9,16	0,8 0,8	0,94 0,98	(Illera et al., 1995)
Héliosat-2 dérivé	Stat/Inv	Espagne (28 stations)	GH	17,21 à 17,36	0,15 à 0,32	-	(Zarzalejo et al., 2009)
-	Phy & ANN	Turquie (12 stations)	GJ	0,03 à 4,91	-	0,84 à 0,99	(Senkal et Kuleli, 2009)
Autres zones géographiques							
SICCS	Direct	Pays bas	GH GJ GM	17 10,8 4,9	-4,2 -3,5 -3	-	(Deneke et al., 2008)
Héliosat-2	Phy/Inv	Europe (35 stations)	GH GH ^e GJ GJ ^e	18 à 45 8 à 29 10 à 20 5 à 24	2 à -23 0 à -23 -5 à 5 -14 à 5	0,83 à 0,90 0,91 à 0,94 0,94 à 0,95 0,88 à 0,97	(Rigollier et al., 2004)
		Iran (4 stations)	GJ	8,4 à 22,1 (11,7)	-4 à 8,3 (1,6)	- (0,93)	(Moradi et al., 2009)
-	Direct	Thaïlande	GH	10	-2,3	-	(Janjai et al., 2009)
O&SI SAF	Phy/Inv	Europe & Amérique	GH GJ	17 8,7	-	-	(Le Borgne et al., 2006)
Héliosat-4	Direct	Europe & Afrique du nord (4 stations)	GH	10 à 19	0 à 11	0,92-0,97	(Oumbe Ndeffotsing, 2009)
-	Inv/Stat	USA (10 stations)	GJ	14,02	0,77	-	(Perez et al., 2002)
Brazil SR	Inv/Phy	Brésil (8 stations)	GJ	11,4	0,2	0,94	(Martins et al., 2007)
-	-	Ghana (20 stations)	GJ ^e	9,4 à 23,2 (16,3)	-0,4 à -19 (-11,6)	-	(Schillings et al., 2004c)

TABLE II.1 – Performances de modèle d'estimations d'irradiances à partir d'images satellites

a. Inv : Inverse, Phy : Physique, Stat : statistique, ANN : artificial neural network (réseau de neurone artificiel)

b. Echelle de temps des estimations comparées : GH : Global horaire, GJ : Global journalier, GM : Global mensuel

c. relative Root Mean Square Error : erreur quadratique relative. (Entre parenthèses : moyennes des rRMSE de l'échantillon)

d. relative Mean Bias Error : erreur relative. (Entre parenthèses : moyennes des rMBE de l'échantillon)

e. Moyennes mensuels

f. Exprimée en différence relative : $|GH_{estimé} - GH_{mesuré}| / GH_{mesuré}$

1.6 Prise en compte du relief

Le relief influe sur le rayonnement solaire selon quatre biais. Tout d'abord l'élévation influe sur l'épaisseur optique de la colonne atmosphérique et donc sur la masse d'air optique et la transmittance de l'atmosphère : les rayons du Soleil sont moins filtrés par l'atmosphère lorsque l'élévation augmente. Ensuite, le terrain environnant un point donné peut être suffisamment élevé pour masquer le Soleil aux heures extrêmes des journées, annulant le rayonnement direct. Troisièmement, l'horizon peut obstruer partiellement le ciel et ainsi atténuer le rayonnement diffus. Finalement, les terrains visibles d'un point de vue d'un site donné réfléchissent une partie du rayonnement global qu'ils reçoivent vers le site en question.

Bien que les irradiances estimées par imagerie satellite Météosat-8 tiennent compte des effets de l'élévation sur l'épaisseur optique de l'atmosphère (Le Borgne et al., 2005), les autres effets de l'horizon, les effets de masque en l'occurrence, ne sont pas pris en compte. Il s'agit donc dans le cadre de cette étude d'intégrer ces effets du relief aux estimations d'irradiances basées sur des images satellites Météosat-8 dans le but de compléter le modèle de calculs d'irradiances solaires surfaciques. Nous attendons de ce travail une amélioration des irradiances estimées et une meilleure résolution des cartes d'irradiances finales.

Le procédé mis en place se compose de deux étapes :

1. La désagrégation spatiale des pixels des images Météosat-8 selon une grille plus fine, considérant la distribution spatiale réelle du rayonnement extraterrestre à chaque instant ainsi que les effets des élévations de la nouvelle grille sur la transmittance atmosphérique ;
2. la prise en compte des effets de masque nécessitant successivement :
 - la décomposition des irradiances globales en leurs composantes diffuses et directes ;
 - le calcul des horizons du point de vue des sites étudiés ;
 - l'application de l'impact du relief environnant sur les irradiances directes et diffuses et le calcul de la composante réfléchi par les points visibles, obtenant les composantes dites masquées ;
 - la réagrégation des différentes composantes en irradiances globales masquées.

1.6.1 Désagrégation spatiale et effets de l'élévation

La décomposition des pixels de chaque carte d'irradiances solaires selon une grille équivalente au modèle numérique de terrain est nécessaire afin de combiner les informations des cartes issues du traitement d'images satellites d'une résolution de 6 arc-min avec les informations résultant du MNT dont la résolution est de 3 arc-sec. La technique de désagrégation spatiale des pixels appliquée dans le cadre de notre étude suit deux étapes : premièrement la distribution géographique réelle du rayonnement solaire incident à chaque instant est prise en compte. Puis les effets de l'élévation sur l'épaisseur optique de l'atmosphère sont appliqués.

Concernant la première étape du traitement, l'indice de clarté $k_t(\Pi_{I,J})$ de chaque pixel $\Pi_{I,J}$ de la carte initiale est calculé :

$$k_t(\Pi_{I,J}) = \frac{G(\Pi_{I,J})}{G_{\text{TOA}}(\Pi_{I,J})} \quad (\text{II.37})$$

$G(\Pi_{I,J})$ étant l'irradiance globale du pixel, et $G_{\text{TOA}}(\Pi_{I,J})$ étant le rayonnement extraterrestre calculé selon l'équation II.12. Ensuite, les valeurs des indices de clarté $k_t(\Pi_{I,J})$ des pixels initiaux sont attribués à l'ensemble des sub-pixels qu'ils contiennent. Les irradiances globales des sous-pixels $P_{i,j}$ sont alors calculées à partir de leurs propres indices de clarté $k_t(P_{i,j})$ et des valeurs de rayonnement extraterrestre $G_{\text{TOA}}(P_{i,j})$ modélisés à l'endroit exact des sub-pixels.

$$G(P_{i,j}) = k_t(P_{i,j})G_{\text{TOA}}(P_{i,j}) \quad (\text{II.38})$$

D'un autre côté, il est nécessaire de recalculer l'épaisseur de l'atmosphère en tenant compte des élévations du MNT haute résolution utilisé dans cette étude afin de déduire l'irradiance globale correspondant à la nouvelle grille. Le modèle O&SI SAF prenant en compte l'élévation selon un MNT basse résolution résultant d'élévations moyennées d'un atlas global GTOPO30, il convient d'appliquer des corrections induites par les différences d'élévations entre l'ancien et le nouveau MNT.

Une fonction empirique, introduite par [Wahab et al. \(2009\)](#), lie l'irradiance globale à l'élévation z , $G(z)$ à l'irradiance globale à l'élévation z_0 , $G(z_0)$:

$$G(z) = G_{\text{TOA}}(z)e^{\tau(z)} \quad (\text{II.39})$$

$\tau(z)$ désigne la transmittance à l'élévation z , calculée à partir de $\tau(z_0)$ la transmittance à l'élévation z_0 selon la relation :

$$\tau(z) = \tau(z_0)\beta^{z_0-z} \quad (\text{II.40})$$

$\beta = 1, 20$ et $\tau(z_0)$ est déterminée par :

$$\tau(z_0) = -\ln\left(\frac{G(z_0)}{G_{\text{TOA}}}\right) \quad (\text{II.41})$$

Cette fonction de correction empirique a été ajustée à partir de l'étude de données d'irradiances en Afrique du Nord. Elle a été testée avec succès sur des mesures issues de 17 stations européennes situées à différentes élévations, dont une majorité de stations alpines situées entre 241 et 3315 m et une seule station méditerranéenne (à Arta, en Grèce) ([Wahab et al., 2009](#)). Son application a amélioré les estimations dans la plupart des cas. Ainsi, suivant les conclusions de [Wahab et al. \(2009\)](#), nous pouvons supposer que cette fonction est applicable à d'autres régions, en Corse dans notre cas.

Bien qu'il ait été démontré que cette correction fût applicable quelque soit les conditions d'enneuagement (Wahab et al., 2009), nous avons suivi les recommandations selon lesquelles le modèle doit être appliqué uniquement en conditions de ciel clair¹⁷ (Ruiz-Arias et al., 2010).

1.6.2 Décomposition de l'irradiance globale

Il existe une multitude de modèles de décomposition du rayonnement global G en ses composantes directes $G_{b,n}$ et diffuses G_d . Le principe général commun à beaucoup d'entre eux est de relier la fraction diffuse horaire $k_d = G_d/G$ à l'indice de clarté k_t , considérant différents types de couvertures nuageuses du ciel. Citons entre autres modèles suivant ce principe ceux d'Orgill et Hollands (1977), de Hollands et Crha (1987) et de Hollands Hollands (1985) mis en place à partir de données mesurées à Toronto au Canada ; les modèles de Skartveit et Olseth (1987) et de Skartveit et al. (1998) implémentés à partir de données mesurées en Norvège, le modèle CLIMED2 de De Miguel et al. (2001) calculé sur des mesures de stations méditerranéennes, les fonctions sigmoïdes de Ruiz-Arias et al. (2010) ajustées sur des données mesurées en Espagne, Allemagne et Etats-Unis et enfin le modèle d'Erbs et al. (1982) obtenu à partir de données mesurées sur 5 sites aux Etats-Unis.

Le modèle de Maxwell (1987) est singulier car celui-ci relie indirectement le rayonnement direct normal $G_{b,n}$ à l'indice de clarté k_t et à la masse d'air relative m_a (Kasten et Young, 1989).

Une fois une des composantes calculée, la seconde est obtenue grâce à la relation :

$$G_d = G - G_{b,n} \sin(\alpha) \quad (\text{II.42})$$

Notre choix a porté sur le modèle d'Erbs utilisé par l'ESRA, reliant k_d à k_t selon les relations :

$$\begin{cases} k_d = 1 - 0,9k_t & \text{pour } k_t \leq 0,22 \\ k_d = 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4 & \text{pour } 0,22 < k_t \leq 0,8 \\ k_d = 0,165 & \text{pour } k_t > 0,8 \end{cases} \quad (\text{II.43})$$

Nous reviendrons sur les performances de ce modèle, obtenues en comparant les irradiances diffuses résultant d'une décomposition de rayonnement global à des irradiances diffuses dérivant de mesures de rayonnements directs et globaux, dans la section 3.1.1.

17. pour un indice de ciel clair $k_{Clis} > 0.7$

1.6.3 Calculs d'horizons

Le principe général de la méthode de calculs d'horizons développé dans cette thèse consiste à repérer dans toutes les directions les lieux les plus hauts du point de vue du site considéré. La détermination de l'horizon autour d'un site représenté par un pixel $P_{i,j}$ suit cinq étapes (Fig.II.4) :

1. Réduction et centrage de la carte autour du point étudié, définissant un cadre prospectif. On limite ainsi les distances de prospection et donc le temps de calculs ;
2. Pour l'ensemble des points $P'_{i',j'}$ du cadre prospectif, calcul de :
 - la distance avec le point étudié $P_{i,j}$ selon la trigonométrie sphérique :

$$d_{PP'} = r_T \arccos(\cos(\varphi_i) \cos(\varphi_{i'}) \cos(\lambda_i - \lambda_{i'}) + \sin(\varphi_i) \sin(\varphi_{i'})) \quad (\text{II.44})$$

définissant r_T le rayon de la Terre.

- l'angle d'élévation $\alpha_{PP'}$ de $P'_{i',j'}$ vu de $P_{i,j}$:

$$\alpha_{PP'} = \arctan\left(\frac{z_P - z_{P'}}{d_{PP'}}\right) \quad (\text{II.45})$$

- l'azimut du point $P'_{i',j'}$, considérant un point P_s situé au sud de $P_{i,j}$ et donc d'azimut nul :

$$\gamma_{PP'} = \arccos\left(\frac{\cos(d_{PP_s}) - \cos(d_{PP_s}) \cos(d_{PP'})}{\sin(d_{PP_s}) \sin(d_{PP'})}\right) \quad (\text{II.46})$$

3. Construction d'un réseau de lignes iso-azimut reliant chaque point périphérique du cadre de prospection au point étudié.
4. Balayage de l'ensemble des N points périphériques du cadre de prospection, relevant pour chaque direction les points les plus élevés, recensant leur azimut réel γ_i et leur élévation associée α_{γ_i} . On construit ainsi une série des azimuts $\Gamma = (\gamma_i)_{i \in [1;N]}$ dont la distribution est inhomogène, dépendant de la proximité du masque, et une série des élévations $A_{\text{horizon}} = (\alpha_{\gamma_i})_{\gamma_i \in \Gamma}$ associées aux azimuts.
5. Les séries ainsi obtenues sont alors converties en une fonction polynomiale par morceau. Ceci permet d'assurer une continuité dans les horizons et d'obtenir ainsi les élévations de points que le MNT ne permet pas de calculer à cause de son aspect discret.

Bien que cette procédure puisse être très gourmande en temps de calculs ¹⁸ ; elle a l'avantage d'être flexible et applicable à l'ensemble des points de la carte. Elle peut permettre par ailleurs de repérer l'ensemble des co-visibilités du point de vue du site étudié, pour le calcul du rayonnement réfléchi.

Contrairement à l'ensemble des méthodes similaires de calculs d'horizons, notre procédé a fait l'objet d'une validation. Les erreurs des horizons générés sont quantifiées en les comparant à des horizons mesurés *in situ*. Les résultats de cette validation sont présentés dans la section 3.1.2.

18. De l'ordre de 10s si l'on balaye l'ensemble des points d'un cadre prospectif 450 pixels \times 450 pixels.

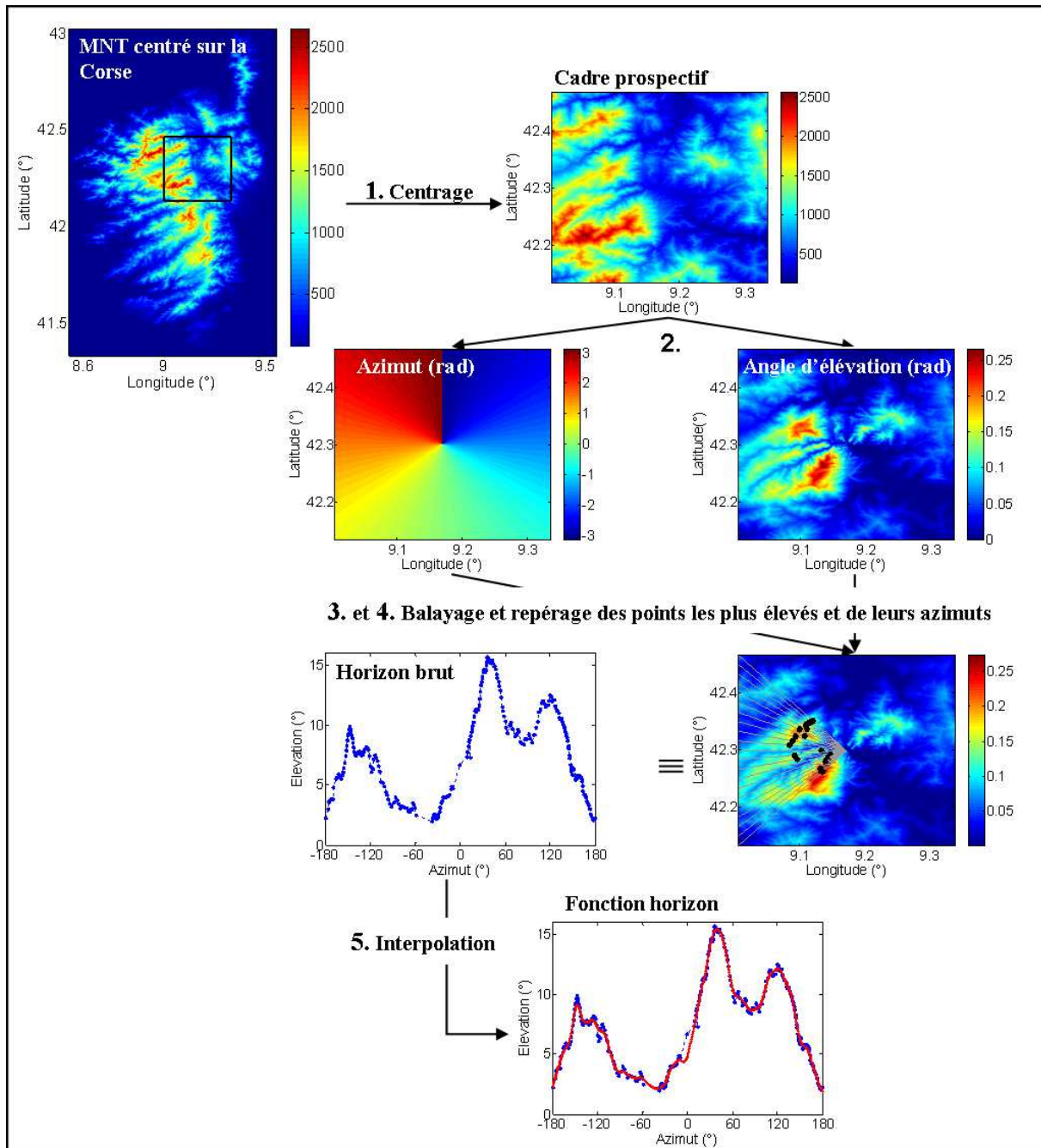


FIGURE II.4 – Synopsis de la méthode de calculs des horizons

1.6.4 Irradiance directe masquée

L'effet de masque sur le rayonnement direct résulte du fait que l'horizon peut, s'il est suffisamment élevé, cacher le Soleil aux heures extrêmes de la journée. Le facteur de masque du rayonnement direct S_b , modélisant cet effet, est une fonction Heavyside reliant l'irradiance masquée à la position du Soleil par rapport à l'horizon, suivant les hypothèses suivantes :

$$\begin{cases} S_b = 0 & \text{si le Soleil est sous l'horizon } (\alpha_{\text{soleil}} < \alpha_{\gamma, \text{horizon}}) \\ S_b = 1 & \text{si le Soleil est au dessus de l'horizon } (\alpha_{\text{soleil}} \geq \alpha_{\gamma, \text{horizon}}) \end{cases} \quad (\text{II.47})$$

α_{soleil} étant l'élévation apparente du Soleil et $\alpha_{\gamma,\text{horizon}}$ étant l'élévation de l'horizon à l'azimut γ du Soleil à l'instant considéré.

Notons que le troisième cas introduit par [Ruiz-Arias et al. \(2010\)](#), $S_b = 1/2$ lorsque $\alpha_{\text{soleil}} = \alpha_{\gamma,\text{horizon}}$, n'est pas considéré ici, étant donné que nous supposons dans le cadre de notre étude le Soleil ponctuel, l'irradiance diffuse circumsolaire n'ayant pas été séparée du rayonnement diffus isotropique.

Le rayonnement direct masqué $G_{b,\text{masqué}}$ est alors obtenu à partir du rayonnement direct initial G_b par

$$G_{b,\text{masqué}} = S_b \cdot G_b \quad (\text{II.48})$$

La définition de S_b reste typiquement théorique et intuitive puisqu'elle n'a jamais fait l'objet d'une quelconque validation. Un procédé indirect, comparant les heures de levers et de couchers du Soleil observées et simulées, a donc été élaboré dans nos travaux afin de le tester. Ce test est présenté dans la section [3.1.3](#).

1.6.5 Irradiance diffuse obstruée

La voûte céleste dont dépend le rayonnement diffus peut être réduite par la partie du ciel couverte par l'horizon : ce qu'on peut nommer « l'obstruction du ciel », exprimée par un facteur d'obstruction S_d . Ce facteur est calculé à partir de la projection de l'horizon sur la voûte céleste ([Quaschnig et Hanitsch, 1998](#)) :

$$S_d = 1 - \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} \int_0^{\alpha_{\gamma,\text{horizon}}} \cos(\alpha) \sin(\alpha) d\alpha d\gamma \quad (\text{II.49})$$

S_d est l'équivalent de « sky view factor » : V_d qui détermine le ratio du rayonnement diffus masqué ramené au rayonnement diffus si $\alpha_{\gamma,\text{horizon}} = 0, \forall \gamma$ ([Dozier et Frew, 1990](#)). La composante diffuse masquée est donc :

$$G_{d,\text{masqué}} = S_d \cdot G_d \quad (\text{II.50})$$

1.6.6 Irradiance réfléchie des zones visibles

L'irradiance diffuse réfléchie G_r des zones visibles du point de vue d'un site étudié peut être dans certains cas importante, mais cette composante est particulièrement difficile à modéliser à cause de l'aspect anisotropique des radiations réfléchies et surtout de la complexité des effets géométriques dépendants de la configuration du terrain. En première approximation, l'irradiance moyenne réfléchie est donnée par l'équation suivante ([Dozier et Frew, 1990](#)) :

$$G_r = \rho_{\text{sol}} C_t (G_{b,\text{masqué}} + (1 - S_d) G_d) \quad (\text{II.51})$$

ρ_{sol} étant l'albédo du sol, extrait pour nos travaux des cartes POLDER donnant les valeurs d'albédo en Corse pour les 5, 15 et 25 de chaque mois, avec une résolution de $1/18^\circ$ ([Lacaze, 2010](#)). Ces cartes ne

rendent pas compte d'éventuelles couvertures neigeuses des zones et les albédos demeurent entre 0,1 et 0,4. Ainsi, les variations annuelles des albédos d'un site donné restant de l'ordre de 0,1, les moyennes annuelles de chaque site ont été considérées en première approximation.

C_t est le facteur de configuration de terrain qui est supposé inclure l'anisotropie des radiations réfléchies et les effets géométriques des zones visibles du point de vue du pixel considéré. Un calcul rigoureux de C_t demeure difficile car il s'agirait dans l'idéal de calculer des facteurs de forme relatifs à chaque facette susceptible de réfléchir dans la direction du pixel donné. Ainsi [Dozier et Frew \(1990\)](#) ont montré que $C_t \approx 1 - V_d$ pour une surface horizontale et donc dans notre cas,

$$C_t \approx \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} \int_0^{\alpha_{\gamma, \text{horizon}}} \cos(\alpha) \sin(\alpha) d\alpha d\gamma \quad (\text{II.52})$$

Cette approche a l'avantage d'utiliser un temps de calculs relativement faible ; mais elle demeure approximative et sa cohérence est discutable :

1. le facteur géométrique C_t demeure une approximation importante des facteurs de formes des faces réfléchissantes et de l'anisotropie du rayonnement réfléchi ;
2. le modèle suggère d'appliquer ce facteur aux composantes du rayonnement reçu par le pixel censé recevoir ce rayonnement réfléchi et non pas aux composantes du rayonnement reçu par le pixel censé l'émettre ;
3. l'albédo est considéré constant et homogène sur l'ensemble des pixels réfléchissants.

Le rayonnement réfléchi reçu par un pixel donné du relief environnant ne représente généralement que quelques pourcents du rayonnement global : si l'on considère un albédo moyen de 0,2 et un facteur $C_t = 0,1$ qui correspond à un coefficient d'obstruction de 0,9 résultant d'un horizon très élevé, seuls 2 % du rayonnement global masqué reçu par les pixels environnants seraient réfléchis en direction du pixel étudié. Le rayonnement réfléchi ne peut être relativement important qu'en présence de neige, lorsque l'albédo atteint 0,8. Pour le même pixel de facteur C_t de 0,1, si l'ensemble des pixels visibles sont enneigés, 8 % du rayonnement global reçu par les pixels enneigés seraient réfléchis. Cependant, modéliser ce cas suppose une connaissance de la distribution des zones enneigées.

Une amélioration de ce modèle a été envisagée, considérant les rayonnements réfléchis $G_r(P)$ individuels de chaque pixel P , fonction de leur rayonnement global masqué $G_{\text{masqué}}(P)$, leur albédo $\rho_{\text{sol}}(P)$ et leur facteur de configuration de terrain $C_t(P)$:

$$G_r = \sum_{P \in \text{Vis}} G_r(P) = \sum_{P \in \text{Vis}} \rho_{\text{sol}}(P) C_t(P) G_{\text{masqué}}(P) \quad (\text{II.53})$$

Ce nouveau modèle impose tout d'abord la connaissance de l'ensemble Vis des pixels visibles du point de vue du pixel étudié et leur distance. Il est possible de déterminer cet ensemble grâce à notre fonction de

calculs d'horizons. Par contre, il nécessite un ensemble de données d'albédo adapté : les données utilisées dans notre cas sont de basses résolutions spatiales et temporelles et présentent un ensemble de données trop incomplet, n'attribuant pas de valeur d'albédo aux zones enneigées. Il requiert enfin des temps de calculs surdimensionnés particulièrement s'ils sont mis en perspective avec les apports en termes d'améliorations des estimations du rayonnement global.

Chapitre 2

Présentation des données expérimentales initiales

2.1 Zone d'étude

La Corse est une île méditerranéenne située au cœur du golf de Gênes. Elle s'étend sur 183 km de long, entre 41° 20' 02" N et 43° 01' 31" N de latitude et 83,5 km de large, entre 8° 32' 30" E et 9° 33' 38" E de longitude (Fig. II.5). Avec une superficie de 8722 km², la Corse est la 4^{ème} plus grande île de la Méditerranée après la Sardaigne, la Sicile et Chypre.

L'île a été qualifiée de « montagne dans la mer » par le géographe allemand Ratzel en 1882, tant la montagne occupe une surface importante : 39 % de sa superficie s'élève au dessus de 600 m alors que l'élévation moyenne atteint 568 m. On dénombre 120 sommets dépassant 2000 m (Rome et Giorgetti, 2007).

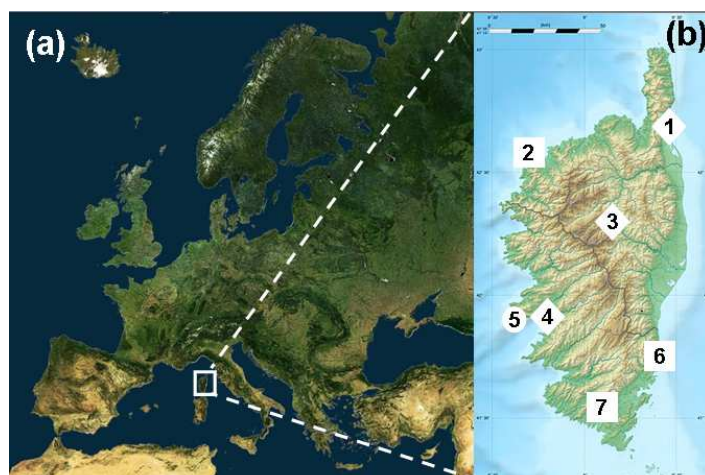
Le littoral de l'île bénéficie globalement d'un climat méditerranéen caractérisé par des étés chauds et secs et des hivers doux et humides, présentant ainsi un des potentiels énergétiques solaires les plus importants de France métropolitaine. Par contre l'intérieur montagneux de l'île présente un climat méditerranéen d'altitude voire un climat alpin pour les plus hautes altitudes. Les étés y sont chauds et ensoleillés, mais le climat est plus instable l'hiver et les précipitations sont plus abondantes. La distribution géographique du potentiel solaire sur l'ensemble de l'île est donc particulièrement hétérogène.

2.2 Mesures au sol

Le réseau pyranométrique public corse est composé de six stations météorologiques (Fig. II.5 et Tab. II.2). Trois de ces stations (Ajaccio, Bastia et Corte) fournissent des données d'irradiations solaires horaires (aux heures H : 00 UTC) mesurées par des pyranomètres Kipp & Zonen CMP6, tandis que trois autres (Solenzara, Calvi et Figari) fournissent des mesures décadaires¹. Dans le cas de notre étude, notre échantillon de mesures s'étend sur la période du 1^{er} avril 2004 au 17 décembre 2006, quelque soit la station étudiée. Cet échantillon a été utilisé afin d'évaluer les estimations de radiation solaire basées sur les données satellites initiales puis les estimations résultant des différentes étapes de la désagrégation.

1. Mesures horaires intégrées sur 10 jours.

Par ailleurs, des mesures de rayonnement direct, enregistrées par la station météorologique du Centre de Recherche G.Peri de l'Université de Corse d'octobre 2009 à avril 2010 ont été utilisées afin de rendre compte des effets de masque sur le rayonnement direct en évaluant les décalages horaires observés sur des heures de levers et de couchers du Soleil. Les mesures utilisées ont été réalisées par un pyréliomètre Kipp & Zonen CH-1 dont le temps de réponse à 95 % est inférieur à 7 s permettant un pas de mesures de 10 s.



- Mesures d'irradiations globales horizontales et directes à 10 s (Université de Corse, octobre 2009 – avril 2010)
- Mesures d'irradiations globales horizontales décennales (MétéoFrance, années 2004 – 2006)
- ◇ Mesures d'irradiations globales horizontales horaires (MétéoFrance, années 2004 – 2006)

FIGURE II.5 – Localisation géographique de la zone d'étude et des stations météorologiques

	N° de station	Site	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Pas de temps
MétéoFrance	1	Bastia	42° 32' 54" N	9° 28' 54" E	10	Horaire
	3	Corte	42° 17' 54" N	9° 10' 24" E	362	
	4	Ajaccio	41° 55' 00" N	8° 47' 30" E	5	
	2	Calvi	42° 31' 18" N	8° 47' 30" E	57	Decadaire
	6	Solenzara	41° 55' 24" N	9° 23' 48" E	57	
	7	Figari	41° 29' 54" N	9° 05' 54" E	21	
	Université de Corse	5	Ajaccio (Vignola)	41° 54' 44" N	8° 39' 11" E	76

TABLE II.2 – Coordonnées géographiques et altitudes des stations météorologiques

2.3 Estimations satellites

Les estimations horaires d'irradiances solaires basées sur les images satellites au dessus de la Corse nous ont été gracieusement fournies par MétéoFrance. Il s'agit de données Météoat-8 (Fig.II.6) recouvrant la même période que les mesures au sol dont nous disposons. Ces données résultent d'images satellites

traitées par l'algorithme O&SI SAF présenté dans la section 1.5.3.

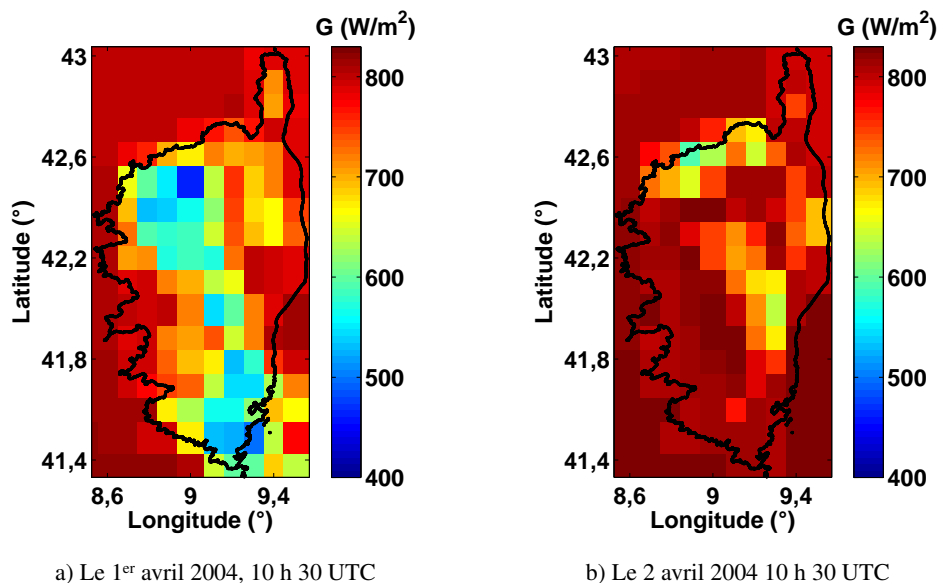


FIGURE II.6 – Exemples d'images Météosat-8 au-dessus de la Corse

Les images initialement fournies par MétéoFrance s'étalent sur une zone géographique située entre 41° N et 44° N de latitude et entre 8° E et 10° E de longitude. Elles ont par la suite été recentrées sur la Corse, entre 41° 21' N et 43° N de latitude et entre 8° 32' E et 9° 33' E. Les images étant de 0,1° de résolution, chaque pixel représente une zone d'environ 144 km².

2.4 Modèle numérique de terrain

Le modèle numérique de terrain (MNT) utilisé dans le cadre de notre étude est extrait de la base de données topographiques Shuttle Radar Topography Mission (SRTM²) mis à disposition par la NASA³ et la NGA⁴. Ces données altimétriques ont été mesurées par interférométrie radar grâce à un système radar spécifique embarqué à bord de la navette spatiale américaine Endeavour lors d'une mission de 11 jours en février 2000.

Les SRTM fournissent la plus complète description topographique du globe, couvrant plus de 80 % de la surface terrestre, de 60° N à 56° S de latitude, avec une résolution spatiale de 1 arc-sec (environ 30 m aux latitudes moyennes) pour le SRTM1 et de 3 arc-sec (environ 90 m aux latitudes moyennes) pour le SRTM3. Les données topographiques utilisées dans le cadre de cette partie sont issues de la base SRTM3, à charger sur <http://srtm.csi.cgiar.org/SELECTION/inputCoord.asp>. La résolution est largement suffisante pour déterminer avec précision les effets de masque avec une bonne précision (Cebecauer et al., 2007)

Le cahier des charges des produits SRTM exige que (Rodriguez et al., 2005) :

2. <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>

3. National Aeronautics and Space Administration (agence spatiale américaine).

4. National Geospatial-Intelligence Agency (agence de surveillance géospatiale américaine).

- les erreurs verticales absolues des élévations doivent être inférieures à 16 m pour 90 % des données ;
- les erreurs circulaires de géolocalisation absolues doivent être inférieures à 20 m pour 90 % des données.

Cependant, ces précisions spécifiées ne sont pas toujours atteintes comme l'ont démontré [Miliaresis et Paraschou \(2005\)](#) ainsi que [Gorokhovich et Voustianiouk \(2006\)](#). Ces études ont d'ailleurs montré que les erreurs verticales croissent particulièrement lorsque les pentes des terrains dépassent 10 %. On peut alors anticiper que les erreurs verticales du MNT de la Corse excéderont les exigences du cahier des charges étant donné l'aspect particulièrement accidenté du relief de l'île (Fig.II.7).

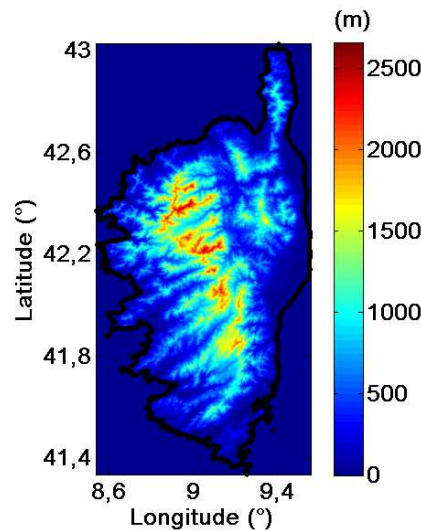


FIGURE II.7 – MNT de la Corse

2.5 Coefficients statistiques

Les performances des estimations satellites initiales et des estimations traitées, ainsi que celles des différents sous-modèles utilisés dans le cadre de notre étude sont quantifiées selon trois types de coefficients statistiques :

1. **Le coefficient de corrélation linéaire (CC)** mesure la qualité d'une régression linéaire entre deux échantillons d'observables et reflète donc le lien qu'il existe entre les deux variables. Considérant nos séries de mesures $X_{\text{mes}} = (x_{\text{mes},i})_{i \in [1;N]}$ et d'estimations $X_{\text{est}} = (x_{\text{est},i})_{i \in [1;N]}$, N étant le nombre d'éléments de l'échantillon, le CC est donné par la relation :

$$\text{CC} = \frac{\sum_{i=1}^N (x_{\text{mes},i} - \bar{x}_{\text{mes}})(x_{\text{est},i} - \bar{x}_{\text{est}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_{\text{mes},i} - \bar{x}_{\text{mes}})^2 \sum_{i=1}^N (x_{\text{est},i} - \bar{x}_{\text{est}})^2}} \quad (\text{II.54})$$

\bar{x}_{mes} et \bar{x}_{est} représentant les valeurs moyennes des séries X_{mes} et X_{est} .

$CC \in [-1; 1]$, sachant que $CC = \pm 1$ indique que les données sont totalement corrélées ou inverse corrélées : il existe un lien linéaire entre les séries étudiées. *A contrario*, deux séries ayant un coefficient de corrélation proche de zéro sont décorrélées.

2. **Le biais moyen absolu et relatif (MBE et rMBE) :** Le biais absolu (MBE) est l'écart algébrique moyen entre mesures et estimations :

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^N (x_{est,i} - x_{mes,i})}{N} \quad (II.55)$$

Le MBE est un outil statistique compensatoire : un écart entre l'estimation et la mesure à un instant donné peut être compensé par un écart opposé à un autre instant. Le MBE traduit des tendances : $MBE > 0$ signifie que les estimations ont globalement tendance à surestimer les mesures. Inversement, un $MBE < 0$ montre qu'il y a sous-estimation vis à vis des mesures. Enfin $MBE = 0$ ne signifie pas que les estimations sont tout à fait égales aux mesures, mais qu'il y a compensation totale de l'ensemble des erreurs à chaque instant.

On définit par ailleurs le biais relatif, noté rMBE, comme étant le MBE relativisé par la valeur moyenne des mesures :

$$rMBE = \frac{MBE}{\bar{x}_{mes}} \quad (II.56)$$

3. **L'erreur quadratique moyenne absolue et relative (RMSE et rRMSE) :** Le RMSE quantifie les erreurs entre mesures et estimations de façon non compensatoire suivant la relation :

$$RMSE = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_{est,i} - x_{mes,i})^2}}{N} \quad (II.57)$$

Pour rendre comparable des RMSE à différents sites bénéficiant de différents régimes de rayonnement, il convient de normaliser ses valeurs. En effet, une valeur RMSE pour un site dont le rayonnement est abondant ne représente pas le même impact que cette même valeur pour un rayonnement moyen moins important. On calcule alors les RMSE relatifs, notés rRMSE, selon la relation :

$$rRMSE = \frac{RMSE}{\bar{x}_{mes}} \quad (II.58)$$

On obtient ainsi un pourcentage qui n'est pas lié à l'ordre de grandeur du rayonnement intrinsèque.

2.6 Calage temporel et spatial des données expérimentales

Les performances des estimations d'irradiances solaires ont été évaluées en les comparant à des mesures au sol, à différents pas de temps et sur l'ensemble des échantillons disponibles. Une bonne connaissance des données expérimentales est nécessaire pour ces comparaisons, passant par certaines vérifications des

hypothèses de mesures et estimations. Il s'agit dans cette section de vérifier le calage temporel des mesures et des images satellites, ainsi que le calage géographique de ces dernières.

Dans un premier temps, le calage temporel de l'ensemble des données a été étudié. Il s'agit ici de comparer les irradiances mesurées au sol H_{sol} aux irradiances en conditions de ciel clair H_{Clis} simulées à des instants encadrant les instants présentés dans les fichiers de définition des mesures. H_{Clis} sont calculées à partir du modèle ciel clair ESRA, présenté dans la section 1.4.1, en intégrant entre deux heures successives des irradiances G_{Clis} simulées à la minute (intégration dite à gauche : $H_{Clis}(h) = (1/60) \sum_{h-1}^h G_{Clis}(mn)$). Ainsi pour chaque décalage de temps δt et chaque jour, les coefficients de corrélation entre $H_{sol}(t)$ et $H_{Clis}(t \pm \delta t)$ sont calculés. Les CC maxima de chaque jour déterminent alors le décalage de temps quotidien du rayonnement mesuré. Il en découle les évolutions des décalages temporels journaliers observés pour les mesures réalisées au niveau des stations d'Ajaccio, Bastia et Corte ainsi que pour les estimations de ces trois stations confondues (Fig.II.8).

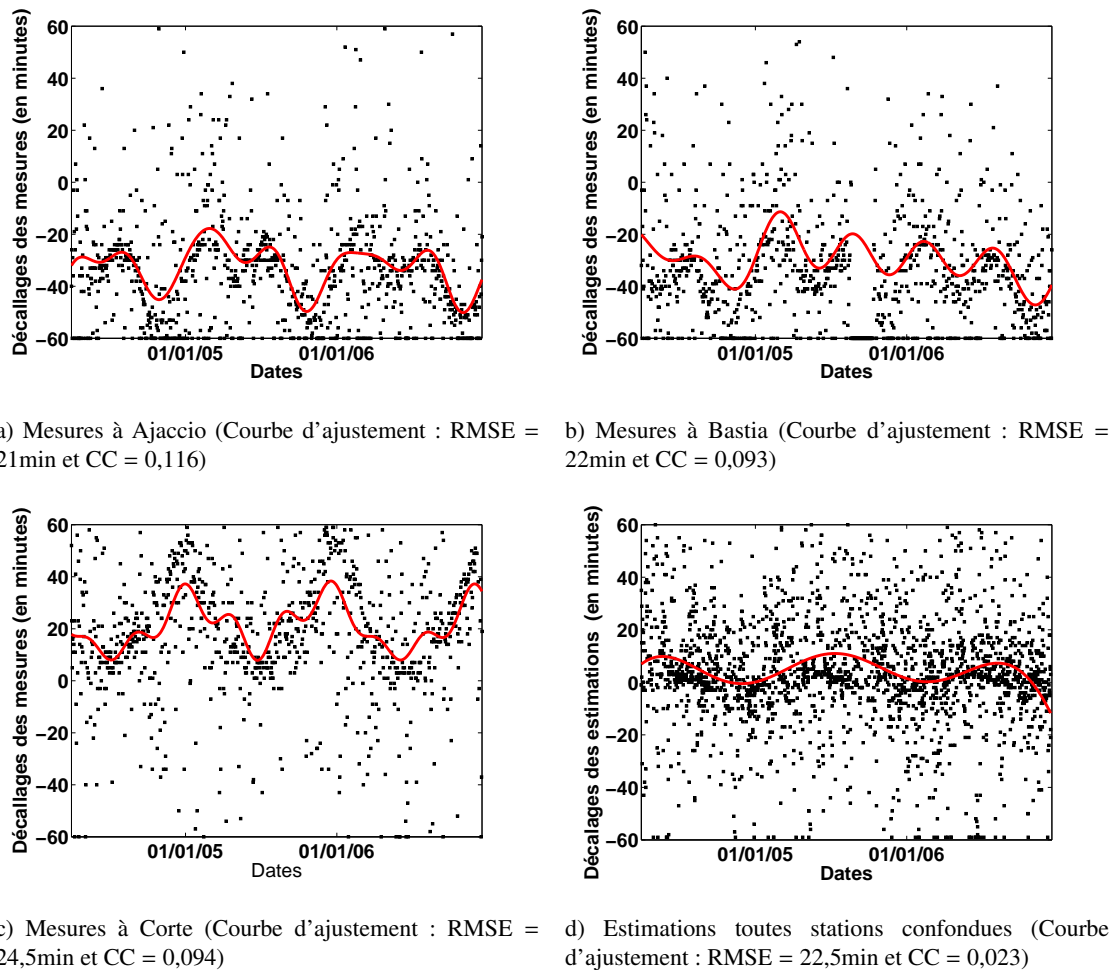


FIGURE II.8 – Décalages temporels des mesures pour les trois stations fournissant des mesures d'irradiations solaires horaires et des estimations des trois stations confondues

On peut constater qu'à Ajaccio et Bastia (Fig.II.8.a et II.8.b), la majorité des décalages oscillent autour

de -30 minutes tandis que les décalages journaliers oscillent autour de 30 minutes à Corte (Fig.II.8.c). On peut en déduire sans se tromper que les mesures à Ajaccio et Bastia ont une heure de décalage avec les mesures à Corte et semblent décalées d'une demi-heure avec les indications des fichiers de définition des données. Il existe donc un problème de calage temporel des mesures.

D'éventuels décalages temporels des données issues des cartes satellites ont ensuite été cherchés en appliquant la même méthode aux estimations issues d'images satellites. On peut remarquer que les décalages oscillent autour de 0 minute, indiquant qu'aucun décalage ne semble exister entre les temps précisés dans les fichiers de définitions des estimations fournies avec le produit et les simulations en conditions de ciel clair (Fig.II.8.d).

Enfin, le calage spatial des images satellites ont fait l'objet d'une étude. Il s'agit de calculer les coefficients de corrélation entre les estimations d'irradiances solaires de chaque pixel et les mesures horaires réalisées à Ajaccio, Bastia et Corte. Il en résulte les cartographies de ces CC (Fig.II.9).

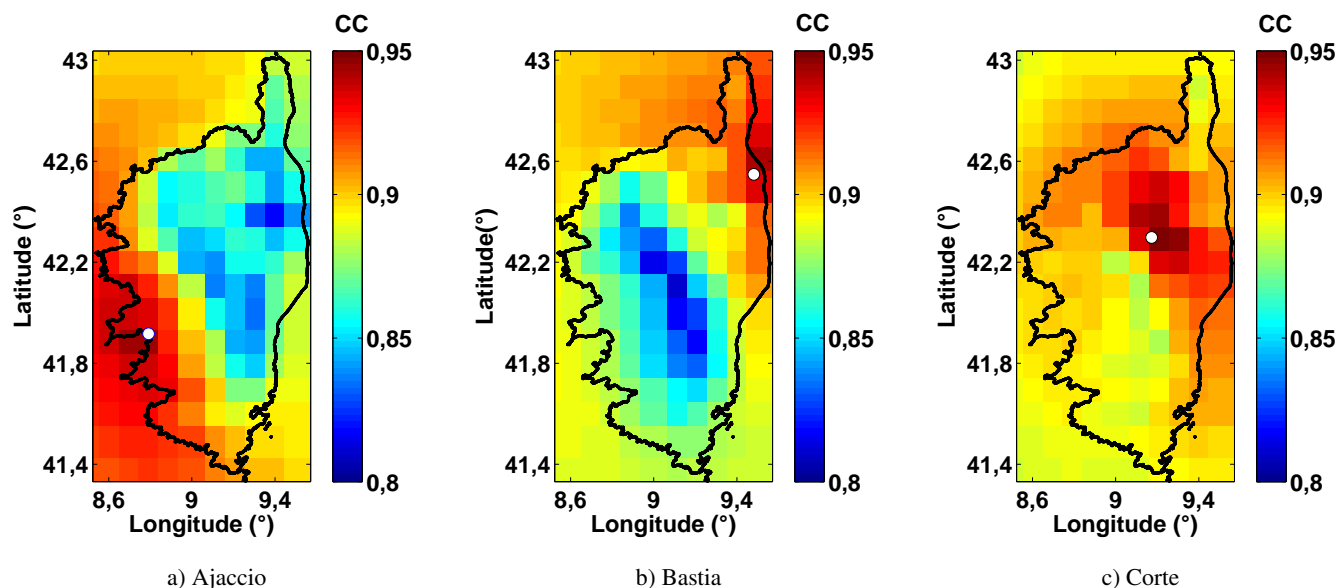


FIGURE II.9 – Calage spatial des images Météosat-8 observé au niveau des trois stations fournissant des mesures d'irradiations solaires horaires

Nous pouvons constater que les CC les plus importants se situent exactement au niveau des pixels correspondant aux stations. Nous en déduisons qu'il n'existe pas de décalage spatial des images Météosat-8 : les estimations réalisées au niveau des pixels d'Ajaccio (Fig.II.9.a), de Bastia (Fig.II.9.b) et de Corte (Fig.II.9.c) coïncident le mieux avec les mesures réalisées sur ces mêmes sites.

2.7 Prétraitements des données initiales

Les décalages temporels observés dans la section 2.6 rendent nécessaire une série de prétraitements indispensables pour des comparaisons rigoureuses entre mesures et estimations. Les estimations satellites étant des irradiances et les mesures au sol des irradiations, il est indispensable de générer des irradiations à

partir d'irradiances estimées, tout en recalant temporellement les données expérimentales.

Une procédure d'interpolation et d'intégration des estimations a été mis en place en tenant compte des intervalles de mesures réels. Le rayonnement global peut être décomposé en une composante déterministe, le rayonnement global en conditions de ciel clair G_{Clis} , modulée par un facteur stochastique : l'indice de ciel clair k_{Clis} . L'irradiance G_{Clis} pouvant être simulée à n'importe quel pas de temps, il convient de n'interpoler que le k_{Clis} . Ainsi les indices de clarté $k_{Clis} = G_{est}/G_{Clis}$ dérivés des irradiances estimées par satellites G_{est} ont été interpolés à la minute puis multipliés par les irradiances en conditions de ciel clair simulées au même pas de temps, aboutissant à des irradiances globales interpolées à la minute. Ces irradiances sont alors intégrées entre deux heures successives définies selon le décalage temporel des mesures observé précédemment.

2.8 Comparaison des estimations satellites aux mesures au sol

Les performances en termes de précision des estimations de rayonnement solaire à partir de données satellites ont été quantifiées selon les coefficients statistiques présentés précédemment. Différents pas de temps ont été étudiés sur l'ensemble des 6 sites du réseau pyranométrique public. Les résultats sont présentés dans le tableau II.3.

Site	N° de station	Taille de l'échantillon	CC	RMSE (Wh/m ²)	rRMSE (%)	MBE (Wh/m ²)	rMBE (%)
Horaire							
Bastia	1	8747	0,960	79,39	19,43	-23,05	-5,64
Corte	3	9277	0,958	83,45	21,03	-0,84	-0,22
Ajaccio	4	9417	0,967	71,08	17,03	-19,45	-4,66
Journalier							
Bastia	1	761	0,986	491,00	10,38	-283,50	-6,00
Corte	3	816	0,986	407,20	9,01	-3,72	-0,08
Ajaccio	4	812	0,990	391,26	8,04	-231,37	-4,76
Décadaire							
Bastia	1	18	0,991	3863	7,08	-2824	-5,17
Calvi	2	20	0,998	1825	3,33	886	1,62
Corte	3	20	0,992	3085	6,26	224	0,45
Ajaccio	4	24	0,994	3044	5,23	-2407	-4,14
Solenzara	6	21	0,992	4009	8,02	3062	6,12
Figari	7	21	0,998	1427	2,59	439	0,80

TABLE II.3 – Performances des estimations satellites brutes (meilleures performances en gras)

On peut dans un premier temps remarquer que l'intégration temporelle entraîne un lissage des variations et plus le pas de temps des données est important, meilleurs sont les coefficients statistiques : les valeurs de coefficients de corrélation tendent vers 1 et les écarts-types décroissent lorsque le pas de temps croît.

Les niveaux de corrélation entre les mesures au sol et les estimations basées sur les images satellites

restent élevés : $CC > 0,95$, quelque soit le site et le pas de temps. $MBE < 0$ à Ajaccio, Bastia et Corte, montrant que le modèle O&SI SAF a tendance à sous-estimer les irradiances pour ces sites, tandis que $MBE > 0$ à Calvi, Solenzara et Figari, le modèle surestimant les irradiances en ces lieux. Les biais restent modérés pour l'ensemble des stations et quelque soit le pas de temps, demeurant entre -6% à Bastia pour les données horaires et $6,12\%$ à Solenzara.

Par ailleurs, les rRMSE horaires des irradiances estimées varient de $17,03\%$ à Ajaccio jusqu'à $21,03\%$ à Corte, représentant une moyenne de $19,16\%$ sur les trois stations météorologiques fournissant des mesures horaires. Les rRMSE journaliers varient de $8,04\%$ à Ajaccio jusqu'à $10,38\%$ à Bastia, pour une moyenne de $9,14\%$ sur les trois stations précitées. Enfin, les rRMSE décennales sont minimales à Figari, ne dépassant pas $2,59\%$ et atteignent $8,02\%$ à Solenzara. Ces statistiques semblent comparables aux résultats présentés par le document de validation du produit O&SI SAF rédigé par MétéoFrance ([Le Borgne et al., 2006](#)), qui montre des rRMSE respectivement de 17% et $8,7\%$ sur des estimations horaires et journalières pour des stations situées en Amérique et en Europe (Tab.II.1).

Chapitre 3

Désagrégation des images Météosat-8

3.1 Évaluation des sous-modèles

Le processus de désagrégation des images satellites avec prise en compte des effets de masque a fait l'objet de plusieurs études dans lesquelles les performances des estimations de rayonnements solaires résultant de l'application du procédé dans sa globalité ont été estimées (Martínez-Durbán et al., 2009 ; Ruiz-Arias et al., 2010 ; Bosch et al., 2010 ; Blanc et al., 2011). La validité et la sensibilité des sous-modèles utilisés dans le traitement n'ont cependant jamais été étudiées. Nous proposons donc dans ce chapitre de tester les hypothèses des sous-modèles et d'évaluer les erreurs induites par ceux-ci.

3.1.1 Sélection du modèles de décomposition du rayonnement global

Notton et al. (2004) ont testé sept des modèles de décomposition du rayonnement global proposés dans la section 1.6.2, dont le modèle d'Erbs et al. (1982). Le principe de cette étude était de comparer les rayonnements diffus obtenus par l'application des modèles à des mesures de rayonnements globaux aux rayonnements diffus dérivant de mesures de rayonnements directs et globaux selon l'équation II.42.

Les auteurs ont conclu qu'aucun des modèles étudiés n'est significativement plus précis que les autres. En d'autres termes, cette étude ne permet pas de sélectionner ni d'éliminer un modèle plutôt qu'un autre. Une étude complémentaire intégrant plusieurs séries de mesures, dont certaines réalisées en sites montagneux, serait nécessaire afin de tenir compte de la dépendance géographique des fonctions de décomposition. Une telle analyse pourrait aider à discriminer les modèles et à sélectionner le plus adapté. En l'absence de ces mesures complémentaires et dans l'état de nos connaissances, le modèle d'Erbs et al. (1982) a été implémenté dans le cadre de notre étude.

La décomposition du rayonnement global demeure une importante source d'erreurs. Comme le montrent Notton et al. (2004), les modèles étudiés présentent tous des rRMSE dépassant 35 % pour des biais demeurant inférieurs à 10 % et des CC supérieurs à 0,80. Il a par ailleurs été établi que le modèle d'Erbs et al. (1982), selon l'ensemble de données utilisé, avait une rRMSE 37,048 %, un biais de 0,652 % et un CC de 0,85. Une étude réalisée par nos soins a permis de confirmer ces chiffres.

On peut anticiper que les erreurs induites par la décomposition risquent d'atténuer les performances du

procédé de désagrégation. Cependant ces erreurs seront partiellement éliminées lors de la réagrégation du rayonnement global une fois les effets de masque appliqués aux composantes diffuses et directes.

3.1.2 Validation des calculs d'horizons

Afin d'évaluer la précision de la méthode de calculs d'horizons développée dans ces travaux, nous avons comparé les horizons calculés au niveau des stations météorologiques aux horizons mesurés autour de ces mêmes sites.

Les angles d'élévation des points dessinant l'horizon, associés à leurs azimuts, ont été mesurés par un théodolite avec un pas azimutal de 5°. Ce pas azimutal a été restreint à 2,5° dans certains cas (à Bastia et Solenzara) afin d'obtenir suffisamment de points de mesures : les points dont l'horizon est délimité par la mer ne sont en effet pas considérés dans notre étude, premièrement car ils sont faciles à déterminer et donc dépourvus d'erreurs. Ils tendent donc à lisser l'erreur globale. Ensuite parce que ces points n'ont aucune influence sur le rayonnement solaire, les effets de masque étant nuls.

L'appareil utilisé, un théodolite de marque LEICA R100, corrige les effets de réfraction et permet des mesures d'une précision de 10^{-3} degré en azimut et en élévation. Les horizons mesurés et calculés, pour l'ensemble des sites étudiés, sont présentés dans la figure II.10, les mesures étant représentées par les points magenta, les horizons calculés étant représentés par les aires noires.

Les performances de notre technique ¹ ont été quantifiées en termes de CC, rRMSE et rMBE, comparant les élévations des points mesurés à celles des points calculés. Ces statistiques ont été comparées aux performances obtenues avec le freeware Carnaval ² sur les mêmes sites avec les mêmes mesures (Tab.II.4).

Site	N° de station	Taille de l'échantillon	CC		rRMSE (%)		rMBE (%)	
			N.Tech	Carnaval	N.Tech	Carnaval	N.Tech	Carnaval
Bastia	1	46	0,99	0,99	3,54	3,61	2,18	-1,02
Calvi	2	45	0,99	0,98	4,46	5,32	0,21	-0,84
Corte	3	68	0,99	0,99	6,29	6,68	-2,01	-2,99
Ajaccio	4	60	0,96	0,96	11,61	11	2,92	-0,69
Vignola	5	56	0,99	0,98	11,83	14,09	-7,33	3,75
Solenzara	6	56	0,99	0,99	3,54	3,58	1,49	-0,99
Figari	7	67	0,98	0,98	12,57	11,84	-2,67	-4,86

TABLE II.4 – Performances des estimations d'horizons pour l'ensemble des stations étudiées (meilleures performances en gras)

On peut observer que notre procédé de calculs d'horizons et Carnaval ont des performances comparables. Ainsi, les points d'horizons calculés par les deux procédures sont très corrélés avec les mesures, présentant des CC supérieurs à 0,96. On peut cependant remarquer que notre procédure permet des rRMSE inférieurs aux rRMSE obtenus par Carnaval sur 5 stations sur 7, les différences étant toujours assez mo-

1. Notée N.Tech dans le tableau II.4
 2. <http://incub.net/spip.php?article18>

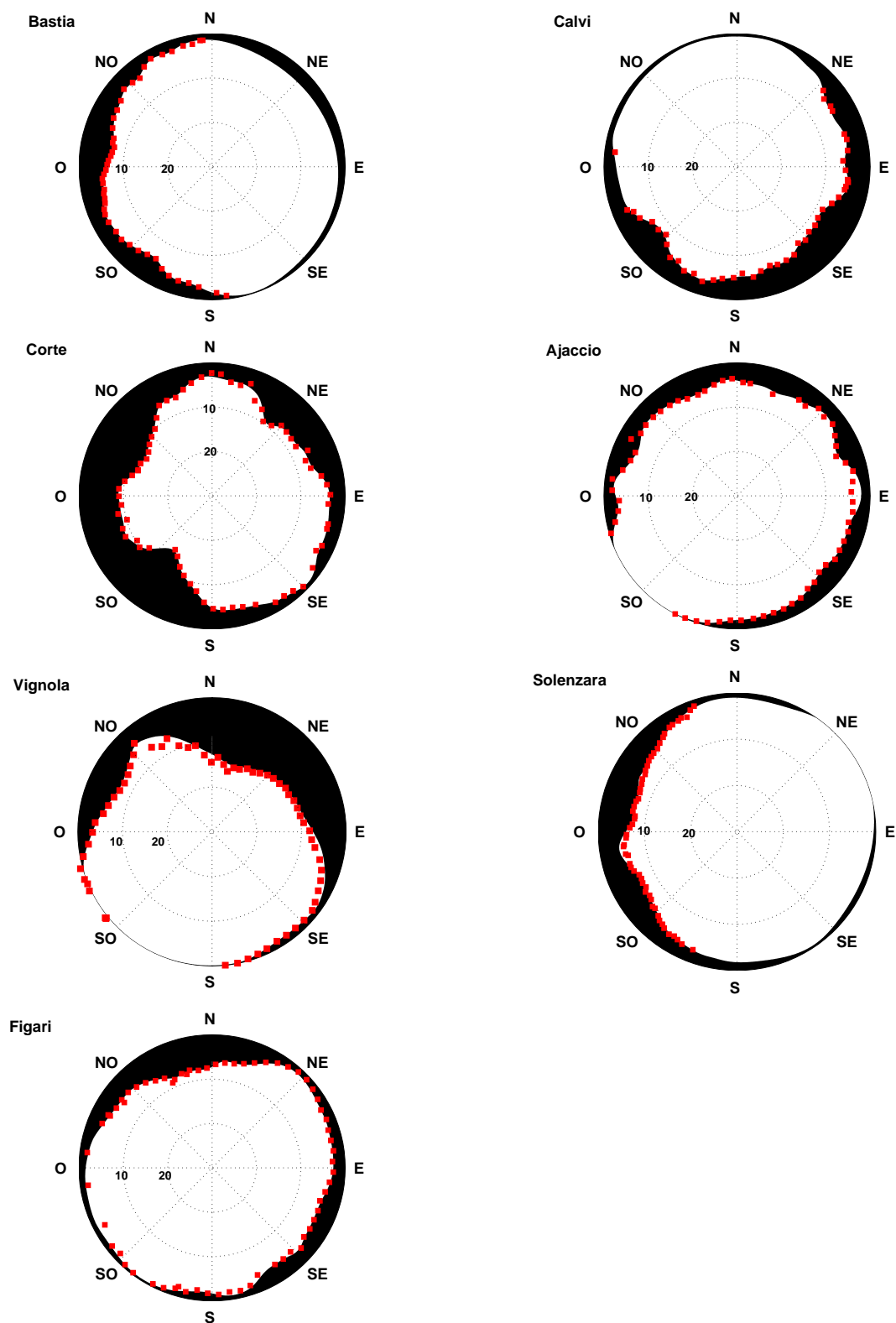


FIGURE II.10 – Horizons mesurés (points magenta), calculés à partir du MNT (aires noires) pour l'ensemble des sites considérés dans cette étude

deste. Elle permet des rRMSE entre 3,54 % à Solenzara et Bastia et 11,83 % à Vignola, soit 2,26 % de mieux que Carnaval. Enfin, notre routine a tendance à sous-estimer les élévations des points de trois des horizons mesurés (Corte, Figari et Vignola), présentant des rMBE négatifs, atteignant -7,33 % à Vignola,

tandis que Carnaval sous-estime les horizons pour tous les sites, excepté Vignola.

Les erreurs ainsi observées sont liées à trois facteurs :

1. des problèmes liés à la prise de mesures tels que la présence ou non de couverture végétale, plus ou moins dense, plus ou moins haute ou le manque de contraste entre ciel et horizon lorsque celui-ci est lointain ;
2. la résolution du modèle numérique de terrain : son aspect discret entraine une perte irréductible d'informations sur le relief. Un bon exemple, le Monte Cinto, plus haut sommet de Corse, s'élève à 2706 m alors que le point le plus haut du MNT autour de la Corse est à 2600 m. En palliant à ces discontinuités, notre méthode de calculs d'horizons introduit une source d'erreurs puisqu'elle intègre une interpolation ;
3. des erreurs intrinsèques du MNT : le cahier des charges du SRTM, précisé dans la section 2.4, stipule qu'il doit présenter une erreur verticale inférieure à 16 m pour 90 % des données topographiques. Afin de tenir compte des incertitudes liées aux erreurs du MNT, des horizons potentiels intégrant ces éventuelles erreurs ont été calculés pour des sites présentant les rRMSE importantes (Ajaccio et Vignola). Pour chacun de ces sites, une série d'horizons a été générée à partir de données topographiques issues du MNT original assorti de plusieurs distributions aléatoires d'erreurs variant entre -16 et +16 m sur la zone de prospection. On détermine ainsi des horizons possibles regroupés graphiquement dans une « aire d'incertitude » (Fig.II.11, en bleu).

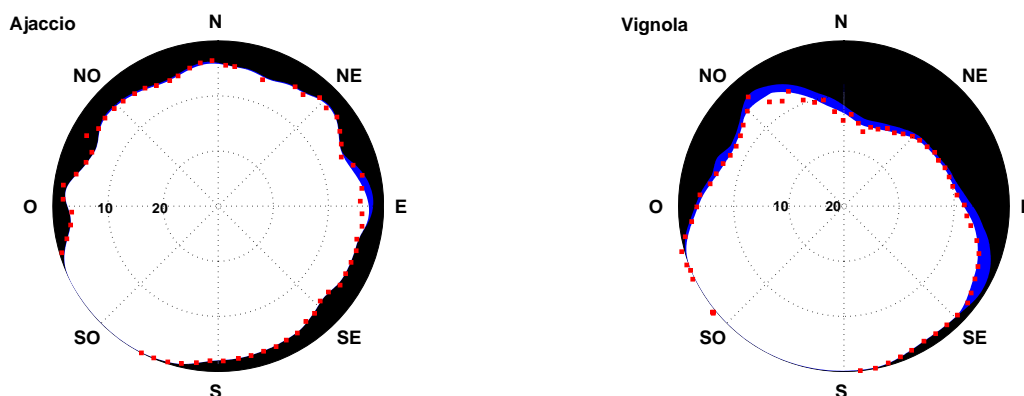


FIGURE II.11 – Horizons mesurés (points magenta), calculés à partir du MNT (en rouge) et considérant d'éventuelles erreurs du SRTM (aires noires et bleues) pour les sites d'Ajaccio et de Vignola

On peut remarquer que l'ensemble des mesures sont dans cette aire d'incertitude, montrant qu'en considérant les erreurs intrinsèques aux MNT, suivant les préconisations de son cahier des charges, on peut générer les horizons suivant exactement les points de mesures. Ainsi, les différences observées entre horizons calculés et mesurés peuvent en grande partie s'expliquer par les erreurs de la base de données SRTM.

La distribution des différences d'élévations entre points d'horizons calculés et mesurés en fonction de la

distance de ces points au site de mesures montre une corrélation inverse entre amplitude des erreurs induites et la distance des points formant l'horizon (Fig.II.12)

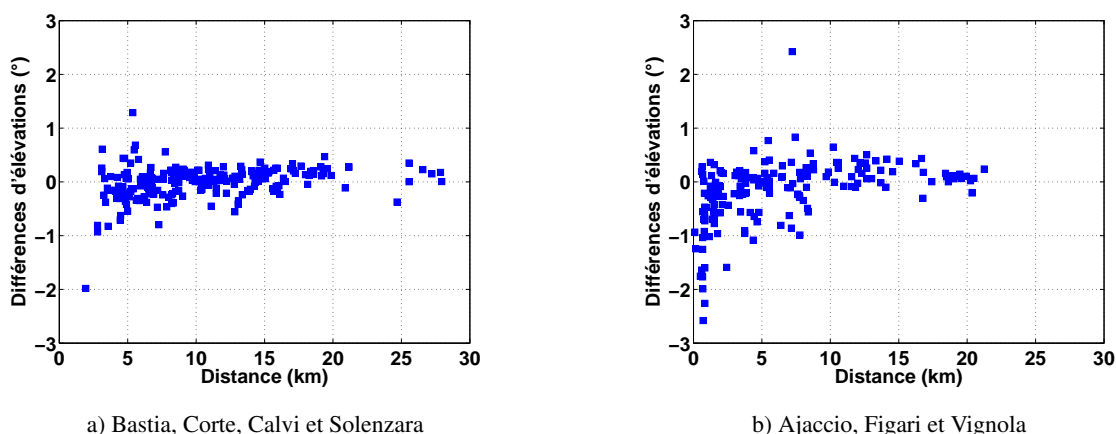


FIGURE II.12 – Erreurs d'élévations en fonction de la distance des points dessinant les horizons des différents sites

On peut en effet remarquer d'un côté que de nombreux points des horizons entourant les sites d'Ajaccio, de Figari et de Vignola (Fig II.12.b), distants de moins de 1 km de ces sites, introduisent des erreurs importantes, atteignant $-2,7^\circ$. D'un autre côté, les points des horizons des autres sites (Fig.II.12.a) sont au delà de 1,9 km et présentent des erreurs entre -1° et 1° . Ces résultats confirment l'intuition selon laquelle l'impact d'une erreur du MNT ou d'un manque de données lié à la discrétisation de celui-ci, même pallié par une interpolation, est plus important quand les points sont plus proches. Cette considération explique alors les différences de rRMSE inter-sites : les rRMSE des sites d'Ajaccio, de Figari et de Vignola sont plus importants alors que les points composants ces horizons sont globalement plus proches que pour les autres sites.

3.1.3 Validation de l'irradiance directe masquée

L'effet de masque sur l'irradiance directe s'exprime de façon binaire selon l'hypothèse exposée dans la section 1.6.4 :

- l'irradiance directe est nulle lorsque le Soleil est sous l'horizon ;
- elle est similaire à l'irradiance directe brute lorsque le Soleil est au-dessus de celui-ci.

Cette hypothèse intuitive n'a fait l'objet de validation dans aucune étude antérieure. Une procédé indirect a été mis en place dans le cadre de cette étude afin de tester cette hypothèse : le relief ne masquant le Soleil, sauf horizons particuliers, qu'aux heures extrêmes de la journée, une conséquence à la présence d'un horizon assez élevé serait de retarder le lever du Soleil et d'en avancer le coucher. Le principe de notre test consiste alors à comparer les heures de levers et de couchers du Soleil simulées en tenant compte du masque à celles déterminées par interprétation de mesures réalisées par le pyréliomètre de la station météorologique du centre de recherche G.Peri de l'Université de Corse.

Les heures de levers et couchers de Soleil ont été obtenues à partir d'élévations et d'azimuts solaires simulées au niveau du site d'étude grâce à la fonction Matlab `sun_position.m` présentée dans la section 1.2. Ces heures extrêmes de chaque jour ont été dans un premier temps dérivées des équations de mécanique céleste seules, considérant un horizon plat en enregistrant les premiers et derniers instants pour lesquels l'élévation du Soleil est supérieure à $-0,833^\circ$ (Reda et Andreas, 2004, 2008). Elles ont par la suite été simulées en tenant compte de l'horizon réel entourant le site. On a considéré alors les premiers et derniers instants pour lesquels le Soleil est au dessus de l'horizon, équivalent à l'hypothèse $S_b = 1$. Enfin, les heures de levers et de couchers ont été empiriquement déterminées considérant les premiers et derniers instants pour lesquels le rayonnement direct mesuré est supérieur à 16 W/m^2 ³.

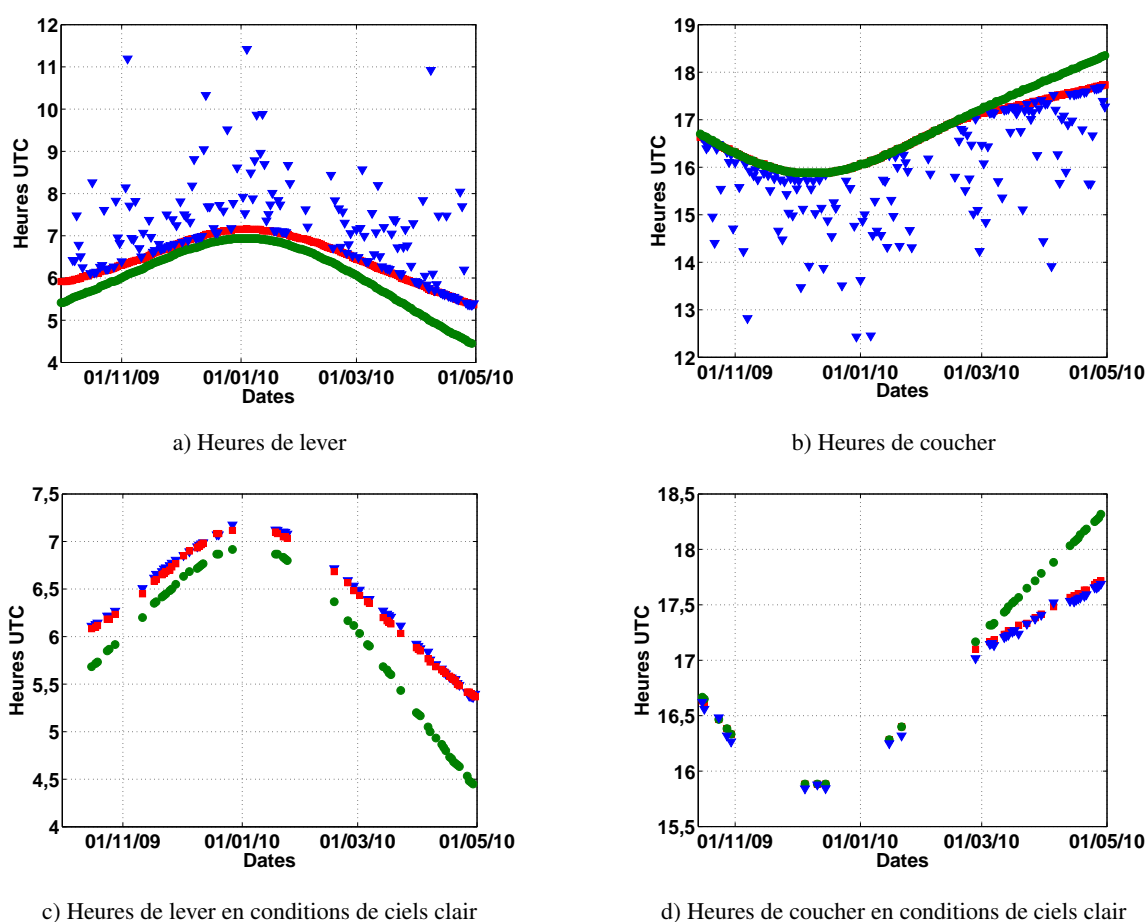


FIGURE II.13 – Heures de levers et de couchers simulées sans horizon (en vert), avec horizon (en rouge) et observées à partir de mesures pyréliométriques (en bleu).

La figure II.13 présente les heures de levers (Fig.II.13.a et II.13.c) et couchers (Fig.II.13.b et II.13.d) ainsi simulées, avec ou sans horizon réel, et observées à partir de mesures pyréliométriques.

Les figures II.13.a et II.13.b montrent respectivement les heures de levers et de couchers de Soleil obtenus tous types de conditions d'ennuage considérés. Nous pouvons constater que les levers observés

3. Valeur représentant le seuil de précision de l'acquisition. Les mesures sont en effet réalisées sur 8 bits, pour une plage de mesures s'étirant de 0 à 4000 W/m^2 , la résolution de l'acquisition est alors de $4000/2^8 = 16 \text{ W/m}^2$.

interviennent alors après les heures modélisées, même lorsqu'on tient compte de l'horizon, tandis que les couchers interviennent avant. Des différences importantes peuvent être observées dans certains cas.

Les figures II.13.c et II.13.d montrent ces résultats en conditions de ciels clair⁴ aux instants cruciaux. On peut alors remarquer que les heures de levers et couchers de Soleil simulées en tenant compte de l'horizon réel coïncident avec celles observées avec des écarts de l'ordre de la minute.

Ces résultats confirment le bon calcul des heures de levers et couchers du Soleil avec prise en compte de l'horizon en conditions de ciel clair, et donc indirectement l'hypothèse binaire de prise en compte du masque sur le rayonnement direct. Par ailleurs, les écarts importants observés précédemment résultent des conditions d'ennuage : un ciel couvert annule le rayonnement direct et peut avoir pour conséquence de retarder les levers et d'avancer les couchers observés.

3.1.4 Conclusions

Différents sous-modèles du procédé de désagrégation des cartes satellites de rayonnements solaires avec prise en compte des effets du relief ont fait l'objet d'une étude approfondie dans cette section. Il en découle trois conclusions importantes :

1. les modèles de décomposition de l'irradiance globale en irradiances diffuses et directes induisent une erreur importante, avec un rRMSE supérieur à 35 %. Cette étape du procédé sera donc quelque soit le modèle utilisé une source d'erreurs importante. Ceci est cependant relativiser du fait que la décomposition mènera à terme à une réagrégation du rayonnement global, une fois les effets du masque pris en compte. Pour la grande majorité des instants, en dehors des heures extrêmes, le rayonnement global ainsi réagrégé sera quasi équivalent, seul le rayonnement diffus ayant été modulé par un facteur S_d très proche de 1. Dans le cas des heures extrêmes, on considère de petites valeurs d'irradiances dont les erreurs absolues demeurent non seulement petites, mais en plus nuancées par la prise en compte des effets de masque.
2. Les horizons synthétisés par notre méthode présentent des performances semblables au logiciel Carnaval. Les rRMSE sont inférieurs à 15 %, les coefficients de corrélations au delà de 0,96, et les biais, en valeur absolue, inférieurs à 8 %. Ces erreurs semblent irréductibles car elles sont directement liées aux erreurs du MNT ou à son manque d'informations lié à son aspect discret.
3. L'hypothèse binaire liant le rayonnement direct masqué au rayonnement direct initial a enfin été confirmée grâce à une méthode indirecte d'étude des heures de levers et de couchers du Soleil.

Les sous-modèles rendant compte de l'effet de masque sur le rayonnement diffus ainsi que celui permettant le calcul du rayonnement réfléchi par les points visibles n'ont par ailleurs pas pu faire l'objet d'une validation faute de données. Ces deux modèles seront néanmoins utilisés pour la suite du travail, s'appuyant

4. pour $k_{Cl_s}(t) \geq 0.7$

sur la littérature (Quaschnig et Hanitsch, 1998 ; Dozier et Frew, 1990 ; Bosch et al., 2010 ; Ruiz-Arias et al., 2010).

3.2 Évaluation des étapes de la désagrégation

Certains sous-modèles présentés dans la section 1.6 ont fait l'objet d'études approfondies dans la section 3.1. Il reste à quantifier les performances de chaque étape du procédé de désagrégation. Nous avons dans cette optique comparé les estimations basées sur des données satellites aux mesures au sol après désagrégation spatiale et correction de l'élévation (étape 1), puis avec prise en compte des effets de masque (étape 2).

3.2.1 Traitement des irradiances initiales des sites

Il a été démontré dans la section 2.6 que les mesures au sol utilisées dans cette étude présentent des décalages temporels. Par ailleurs les estimations satellites sont des irradiances alors que les mesures au sol sont des irradiations. Un prétraitement des données expérimentales à l'image du traitement présenté dans la section 2.7 est donc indispensable. Il s'agit de générer des irradiations à partir d'irradiances estimées issues des cartes désagrégées, tout en recalant temporellement les données.

Dans un premier temps, une fois les cartes initiales désagrégées et la fonction de correction de l'élévation appliquée, chaque station météorologique est géolocalisée sur la nouvelle grille. Les irradiances sont alors interpolées à la minute puis intégrées selon la méthode présentée dans la section 2.7. Les irradiations ainsi obtenues, résultant de la première étape, sont alors comparées aux mesures au sol.

Par la suite, les irradiations globales avec prise en compte des effets de masque sont calculées comme suit : les irradiances globales issues de la désagrégation, interpolées à la minute, sont décomposées en leurs composantes directes et diffuses. Dans le même temps, les horizons entourant chaque station sont générés, les facteurs d'obstruction du ciel ainsi que les heures de levers et de couchers réelles du Soleil sont calculés. Les facteurs d'obstruction modulent alors les irradiances diffuses tandis que les irradiances directes sont annulées au-delà des heures de levers et de couchers du Soleil. Enfin, les deux composantes masquées ainsi obtenues sont réagrégées en irradiances globales masquées à la minute. Elles sont par la suite intégrées au pas de temps horaire, tenant toujours compte des décalages temporels des mesures au sol. Enfin, le rayonnement réfléchi est calculé selon la formule II.52 puis ajouté au rayonnement global masqué.

3.2.2 Performances des étapes du traitement

Les coefficients statistiques sont calculés pour chacune des deux étapes du traitement. Comme les coefficients de corrélation ne varient pas ostensiblement, nous avons pris le parti de focaliser notre étude sur les valeurs de rMBE et rRMSE (Fig.II.14).

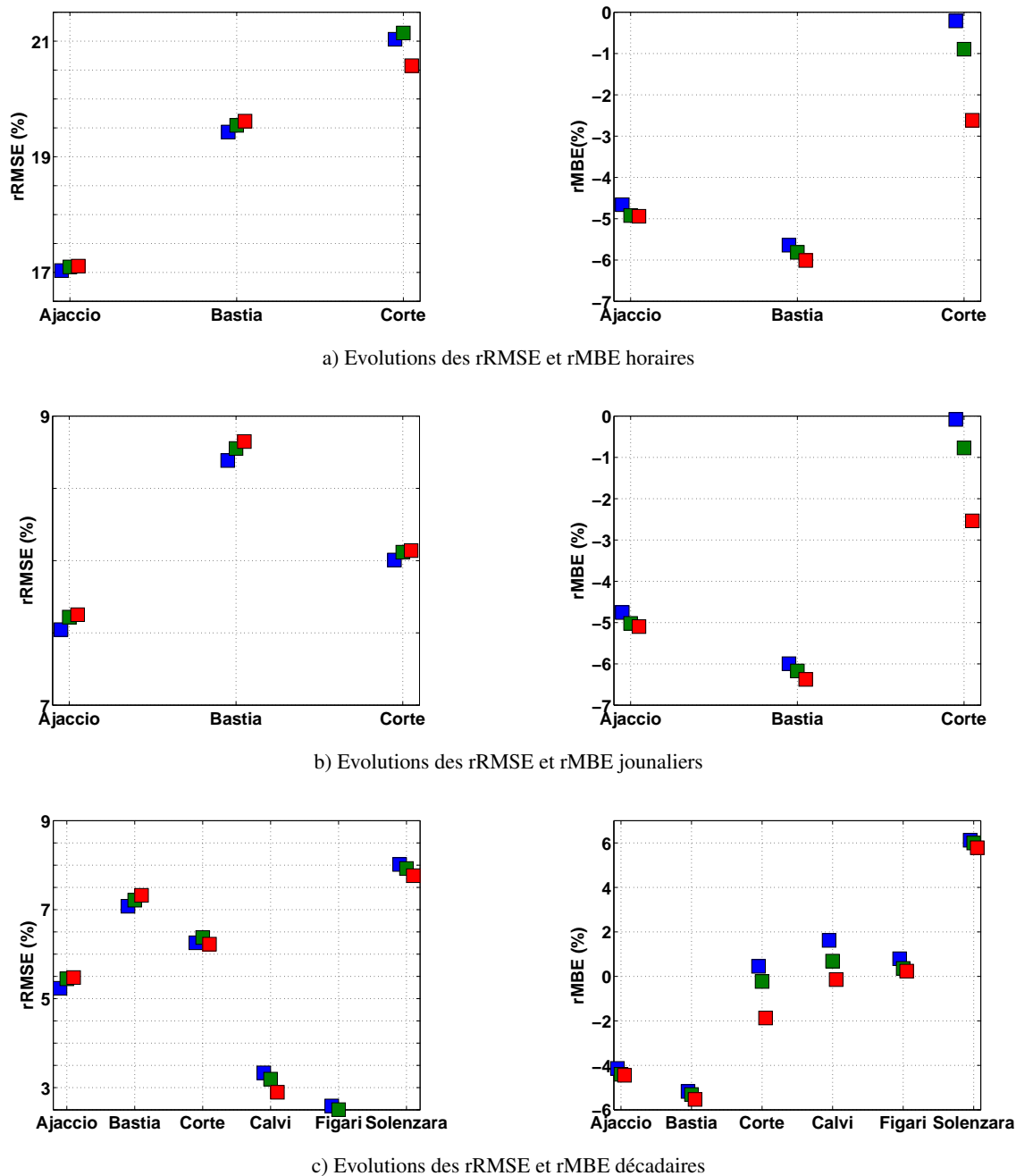


FIGURE II.14 – Evolutions des rRMSE et rMBE aux différents pas de temps pour l'ensemble des sites (en bleu : initial, en vert : avec la correction d'élévation et en rouge : considérant les masques)

On peut tout d'abord constater que quelque soit l'étape du traitement et quelque soit le pas de temps considéré, les valeurs de rMBE décroissent. Ces résultats sont intéressants pour les stations dont les irradiances issues des estimations satellites étaient initialement surestimées (à Calvi, Figari et Solenzara) : dans ces cas, les biais tendent vers 0. Pour les autres stations, les biais sont dégradés puisque les rMBE, en valeur absolue, croissent. On pouvait par ailleurs anticiper ces résultats : d'un côté les élévations initiales utilisées par Météosat-8 pour prendre en compte l'effet de l'élévation sur la transmittance atmosphérique étant surestimée pour l'ensemble des stations étudiées, la correction de l'effet de l'élévation a eu pour effet d'augmenter

les valeurs de transmittance et donc d'abaisser les irradiances. D'un autre côté, l'application des effets de masque a pour effet de rogner les composantes directes et diffuses et donc de réduire le rayonnement global, le rayonnement réfléchi ajouté restant très marginal. Ainsi, les deux étapes tendent à réduire le rayonnement global pour l'ensemble des sites étudiés. Les irradiances ainsi obtenues, si elles sont surestimées, le seront moins tandis que lorsqu'elles seront sous-estimées, elles le seront encore plus.

Les rRMSE croissent pour chaque étape du procédé et chaque pas de temps pour les stations d'Ajaccio et Bastia. Ainsi, ni la prise en compte des corrections d'élévation, ni la prise en compte des effets de masque ne permettent d'améliorer les estimations d'irradiations. On peut cependant remarquer que le traitement a très peu d'impact sur les statistiques de ces stations, les coefficients, en valeurs absolues, augmentant de moins de 0,2 % à la fin du traitement. Il était possible d'anticiper le fait que l'impact du procédé global soit réduit tant les horizons autour de ces stations sont bas et les masques induits n'ont que peu d'influence.

Bien que l'étape 1 du procédé entraîne une augmentation du rRMSE de 0,1 point pour l'ensemble des échelles de temps à Corte, le traitement global permet une baisse de plus de 0,5 point pour les irradiances horaires et de 0,2 point pour les données décadaires. La dégradation résultant de la désagrégation est donc rattrapée par la prise en compte des effets de masque.

Enfin les bénéfices apportés par le procédé sont observables pour l'ensemble des stations fournissant des mesures décadaires. Non seulement les biais y sont réduits, mais en plus les rRMSE décroissent de 0,45 point à 0,25 point respectivement à Calvi et Solenzara, tandis que la baisse est plus modeste à Figari (0,07 point).

Globalement les résultats présentés semblent relativement modestes puisque les biais augmentent ou baissent selon les stations, tandis que les rRMSE n'évoluent que très peu, baissant dans une majorité de cas.

3.2.3 Focus sur les résultats horaires

Nous nous focalisons maintenant sur les trois stations bénéficiant de mesures horaires (Ajaccio, Bastia et Corte). Les figures II.15.a, II.15.c et II.15.e illustrent les horizons des sites vis à vis de la trajectoire annuelle du Soleil. Les figures II.15.b, II.15.d et II.15.f présentent l'impact des effets de masque sur les heures de levers et de couchers du Soleil ainsi que les différences entre les erreurs relatives des estimations initiales et les erreurs relatives des estimations traitées pour chaque heure de chaque jour de l'année 2005. Ces figures montrent la corrélation qu'il existe entre horizons, temps réels des levers et couchers du Soleil et les évolutions des erreurs.

A Bastia et Ajaccio, les évolutions des erreurs horaires demeurent très modestes (Fig.II.15.b et II.15.d), ceci s'expliquant par l'aspect de leurs horizons, plutôt bas et n'ayant que peu d'influence sur les temps de levers et couchers du Soleil et par conséquent sur le rayonnement solaire global.

Les évolutions des erreurs sont particulièrement notables à Corte (Fig.II.15.f). On peut observer que

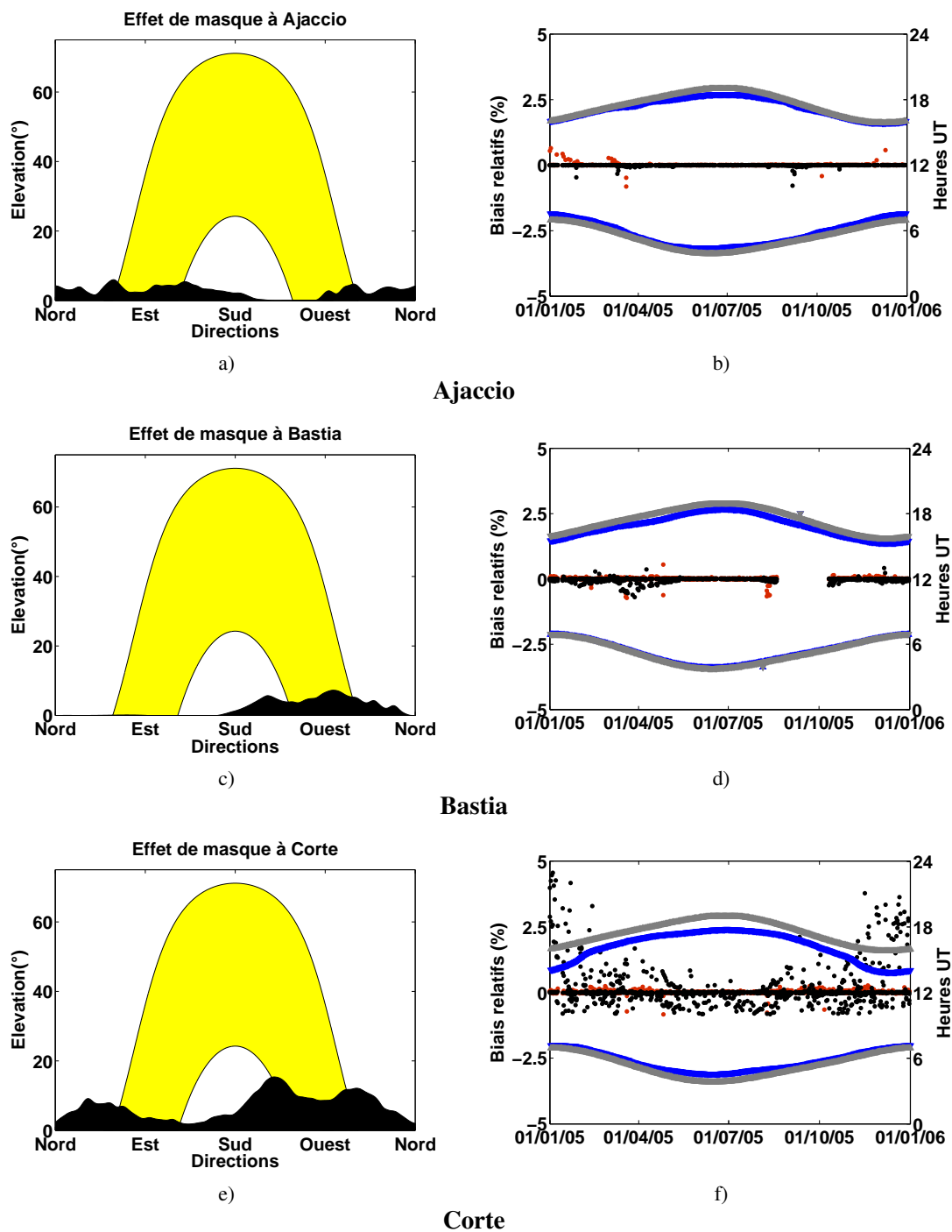


FIGURE II.15 – Horizons et trajectoires solaires annuelles (a),c),e)). Evolutions des erreurs aux premières et dernières heures des jours de l'année 2005 et heures de levers et de couchers masqués et non masqués de la même année (b),d),f)) à Ajaccio, Bastia et Corte

les baisses d'erreurs les plus importantes correspondent aux jours pour lesquels les heures de couchers du Soleil sont avancées de façon importante : il s'agit des jours de l'année pour lesquels l'horizon le plus élevé à l'ouest coïncide avec la trajectoire du Soleil (Fig.II.15.e). Un lien existe donc entre l'évolution des erreurs et l'importance du relief encadrant chaque station.

Notons que les différences d'erreurs relatives étant obtenues aux heures extrêmes de chaque jour, elles sont logiquement équivalentes à de petites évolutions d'erreurs absolues. En effet, ces évolutions n'excèdent pas 20 Wh/m^2 à Ajaccio et Bastia alors que dans certains cas elles atteignent 80 Wh/m^2 et dépassent souvent 20 Wh/m^2 à Corte. Ces faibles évolutions absolues expliquent le faible impact du traitement observé sur les rRMSE globales d'autant que le mode de calculs des rRMSE tend à lisser les erreurs réelles et donc l'impact de notre traitement : selon la formule II.58, toute les erreurs sont relativisées de la même façon. Ainsi quelque soit l'instant de la journée, une erreur de 50 Wh/m^2 représente-t-elle 12,5 % d'une moyenne de 400 Wh/m^2 , alors qu'elle peut représenter 100 % d'une irradiation de 50 Wh/m^2 mesurée le matin ou 6,25 % d'une mesure de 800 Wh/m^2 réalisée en milieu de journée.

Il résulte de ces petites évolutions absolues de modestes différences d'irradiations journalières pour les trois stations étudiées. Le rapport $R_H = H_{\text{jour,masqué}}/H_{\text{jour}}$ entre irradiations journalières globales masquées $H_{\text{jour,masqué}}$ et irradiations globales journalières issues des images brutes H_{jour} reste proche de 100 % pour toutes les stations (Fig.II.16). Ainsi, sur l'ensemble des jours de l'années 2005, R_H est d'environ 99,8 % à Ajaccio, 99,9 % à Bastia, et 99,2 % à Corte. La prise en compte du masque n'a donc qu'un impact limité sur les irradiations journalières pour les sites étudiés.

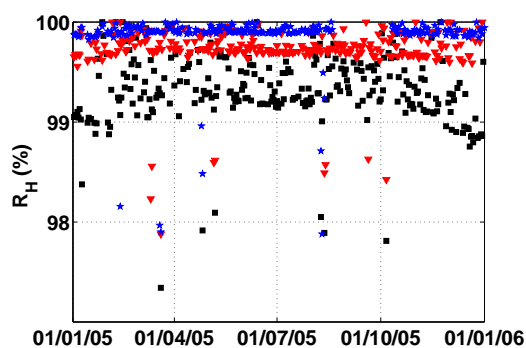


FIGURE II.16 – Rapport $H_{\text{jour,masqué}}/H_{\text{jour}}$ pour tous les jours de l'année 2005 pour les stations disposant de données horaires (Ajaccio (triangles rouges), Bastia (étoiles bleues) et Corte (carrés noirs))

Nous pouvons enfin constater que les différences d'erreurs de chaque heure de chaque jour présentent une périodicité annuelle lorsqu'elles sont calculées sur l'ensemble de notre échantillon, comme l'illustre la représentation de l'évolution des erreurs sur l'ensemble des données pour le site de Corte (Fig.II.17) .

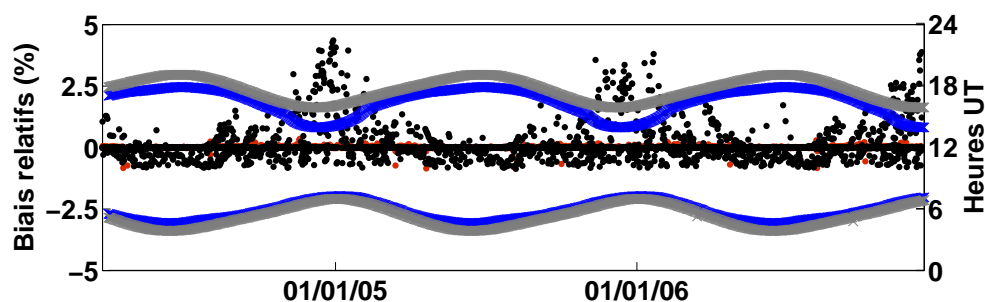


FIGURE II.17 – Evolution des erreurs aux premières heures (en rouge) et dernières heures de chaque jour (en noir), pour l'ensemble de l'échantillon d'étude. Heures de levers et de couchers non masqués (en gris) et masqués (en bleu) pour Corte

3.2.4 Conclusions

Dans cette section, les améliorations apportées par chaque étape du processus de désagrégation sont évaluées. Dans cette optique, les estimations obtenues après désagrégation et correction de l'élévation puis celles résultant de la prise en compte des effets du relief sont comparées aux mesures pyranométriques. Il découle de cette étude trois principales conclusions :

1. la désagrégation avec correction de l'élévation ne semble pas permettre d'améliorations franches des estimations ;
2. la prise en compte des reliefs et finalement l'ensemble du procédé, tendent dans une majorité de nos cas d'études à améliorer les estimations ;
3. il existe une corrélation importante entre amélioration des estimations et l'élévation de l'horizon : les jours pour lesquels les erreurs d'estimations d'irradiations diminuent le plus coïncident avec les jours pour lesquels les horizons masquent le plus le Soleil.

De ces conclusions on peut confirmer l'intérêt de la désagrégation avec prise en compte de l'horizon, particulièrement pour des zones dont les horizons sont importants.

3.3 Synthèse des cartes

Le procédé de désagrégation des cartes d'irradiances solaires obtenues par traitement d'images satellites a été évalué dans les sections précédentes. Les hypothèses principales ainsi que les modèles utilisés au sein du traitement ont été testés tandis que l'impact de chaque étape du procédé a été évalué.

Les bénéfices apportés par le procédé ont été démontrés puisque la désagrégation fait globalement baisser les erreurs des estimations de rayonnements, particulièrement aux premières et dernières heures des journées. Il a aussi été montré que les résultats les plus marquants sont obtenus à Corte, un site dont le relief environnant est particulièrement élevé, et l'horizon particulièrement obstrué.

Le double intérêt de la désagrégation de la carte de potentiel solaire avec prise en compte des effets du relief est ainsi confirmé. Il permet en effet d'obtenir des cartes de meilleure résolution tout en améliorant les estimations de la ressource solaire. Les améliorations étant sensibles pour les sites dont les horizons sont marqués, le procédé semble adéquat aux zones montagneuses et donc pour une région comme la Corse.

Une procédure générale a alors été établie afin d'appliquer la désagrégation et la prise en compte des effets de masque pour l'élaboration d'une cartographie haute résolution du potentiel solaire en Corse (Fig.II.18).

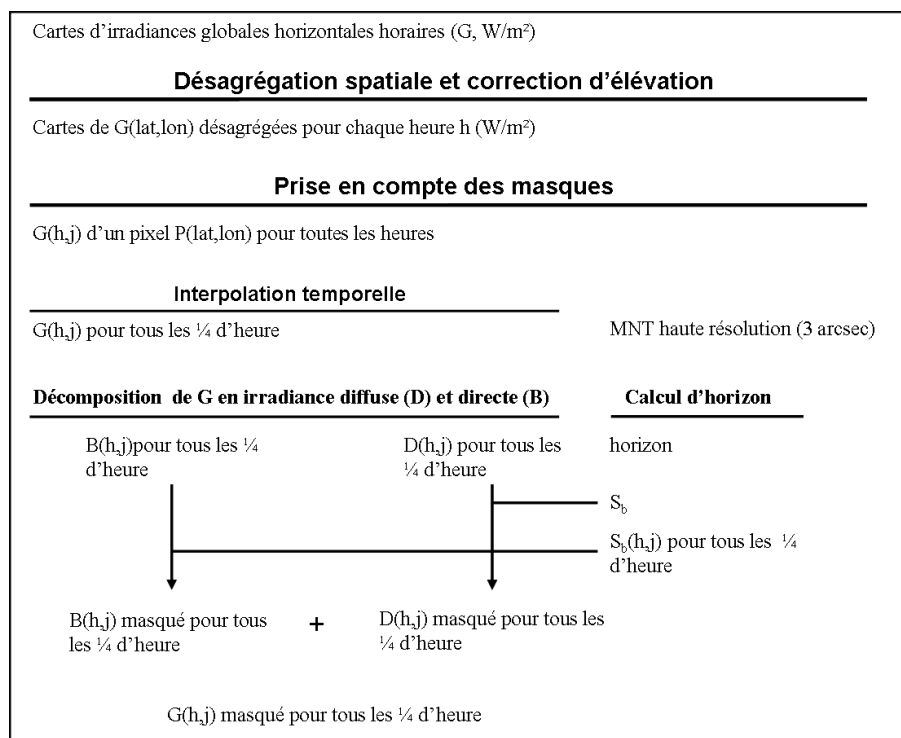


FIGURE II.18 – Diagramme de synthèse des cartes

Il s'agit dans un premier temps de désagréger les cartes initiales brutes fournies par MétéoFrance, et décomposer les irradiances globales en irradiances directes et diffuses. Ensuite, il est question de générer pour chaque point de la carte son horizon afin de calculer d'une part le facteur d'obstruction appliqué au rayonnement diffus, d'autre part le facteur binaire de masque appliqué au rayonnement direct. La procédure de synthèse de carte n'intègre pas dans un premier temps de module de calculs de rayonnements réfléchis par le relief environnant, présenté en section 1.6, le rayonnement réfléchi dépendant des rayonnements directs et diffus masqués.

3.3.1 Désagrégation et correction d'élévation

Un algorithme de désagrégation et de correction d'élévation, suivant le modèle présenté dans la section 1.6.1 a été appliqué aux cartes horaires dans leur globalité. Il s'agit

1. de désagréger l'indice de clarté de chaque pixel initial $k_t(\Pi)$ par interpolation géographique puis de

le multiplier par le rayonnement hors atmosphère réel de chaque sub-pixel P de la grille finale ;

2. d'appliquer, lorsqu'on se trouve en condition de ciel clair, la fonction de correction d'élévation considérant l'élévation de chaque pixel de la nouvelle grille.

Il en résulte des cartes haute résolution sur lesquelles on peut observer l'influence du relief sur le rayonnement solaire global surfacique (Fig.II.19). Nous pouvons par ailleurs repérer des zones géographiques bénéficiant d'un rayonnement beaucoup plus faibles que d'autres, dénotant la présence de nébulosité importante et de passage nuageux. Les rayonnements solaires estimés au dessus de ces pixels n'ont pas été corrigés car ils ne sont pas en conditions de ciel clair, conformément à la recommandation d'application de la fonction de correction (Ruiz-Arias et al., 2010).

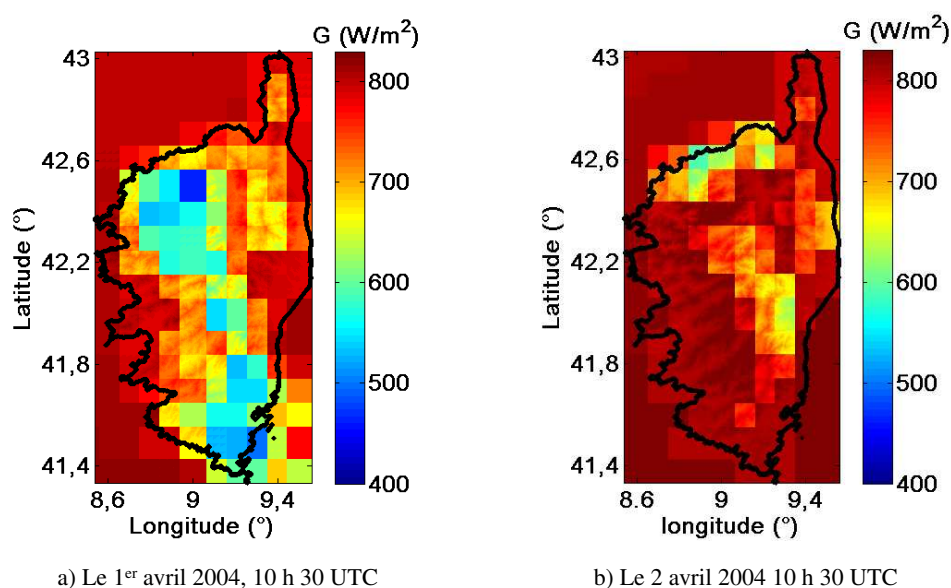


FIGURE II.19 – Exemples d'images Météosat-8 désagrégées au-dessus de la Corse

Notons que les corrections maximales apportées aux rayonnements solaires sont de l'ordre de -50 à 50 W/m^2 pour ces cas là, soit 16 % des rayonnements maxima initiaux.

3.3.2 Optimisation des calculs d'horizons

Les cartes finales sont les fruits du traitement global, après désagrégation, correction d'élévation puis de la prise en compte des effets de masque. Si la désagrégation des cartes s'est faite globalement pour chaque heure de mesures, la prise en compte du masque se fait point par point, considérant l'ensemble des instants étudiés dans leur globalité (Fig.II.18). La difficulté du processus présenté précédemment réside dans la gestion du temps de calculs, sachant qu'il s'agit de répéter la routine pour les 1,4 millions de pixels décrivant la carte désagrégée (éliminant les pixels de mer), sachant que le module de calculs d'horizons peut être particulièrement chronophage. Il s'agit donc d'optimiser particulièrement cette fonction. Le temps de calculs des horizons est particulièrement lié à deux paramètres :

– **le pas azimutal de balayage des pixels périphériques** : l'augmentation du pas de balayage, pour un même cadre prospectif, réduit le nombre de points à prospecter. Elle permet donc de diminuer les boucles de balayage et par conséquent le temps de calculs. Un pas de balayage plus grand a cependant pour conséquence de diminuer le nombre de points définissant l'horizon avant l'interpolation. Il en résulte alors des horizons moins détaillés et donc lissés, dont la précision est altérée lorsque le pas est trop grand. Nous pouvons en effet constater sur la figure II.20 que les horizons à Ajaccio et Solenzara calculés avec des pas de balayages de 150 pixels apparaissent moins accidentés que les horizons obtenus avec un pas de 75 pixels, eux-mêmes étant beaucoup moins accidentés que les horizons de référence.

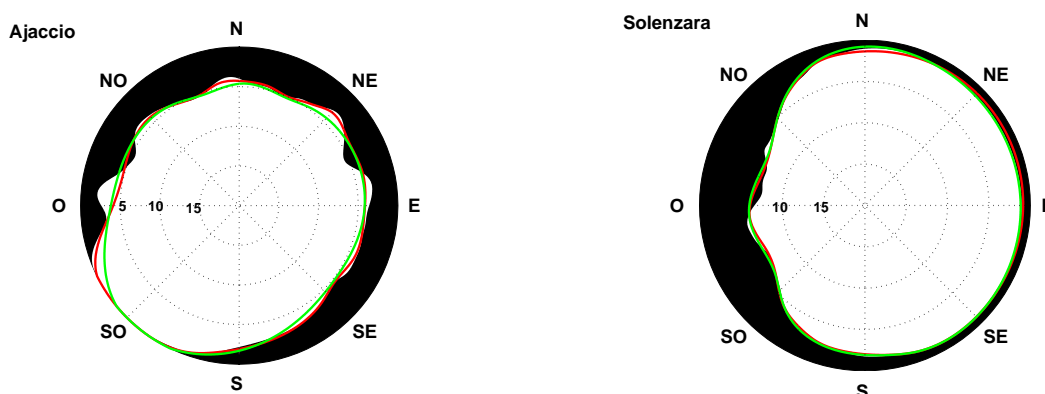


FIGURE II.20 – Horizons pour différents pas de balayage (pas de 5 pixels (aire noire) 75 pixels en rouge, 150 pixels en vert) pour un cadre prospectif de 560×560 pixels

– **la taille du cadre de prospection** : la diminution des dimensions de ce cadre permet de diminuer drastiquement le temps de calculs. Il limite le nombre de pixels pour lesquels il s'agit de calculer distances, azimuts et élévations, permettant la manipulation de matrices plus petites. Ensuite il limite le nombre de points périphériques à balayer.

La diminution de la taille du cadre prospectif n'a de conséquence que sur les points lointains des horizons, les élévations de ces points étant alors sous-estimées. En effet, la réduction du cadre prospectif peut exclure des points pourtant plus élevés mais situés hors du cadre. Le cas échéant, le point le plus élevé retenu pour une direction donnée sera moins élevé que si le cadre avait été plus grand.

Nous pouvons cependant constater que jusqu'à une certaine taille de cadre, les horizons ne semblent que relativement affectés (Fig.II.21) : les horizons obtenus à Ajaccio pour des cadres de 560×560 pixels et 360×360 pixels ne diffèrent que de 2° au maximum de l'est-sud-est à l'est, tandis que l'horizon calculé selon des cadres 160×160 pixels est complètement différent sur l'ensemble des directions. A Solenzara, nous pouvons constater une dégradation de la précision de l'horizon de l'ouest à l'ouest-sud-ouest. Entre ces directions, l'horizon obtenu avec un cadre de 360×360 pixels diffère de 1° avec l'horizon de référence, tandis que les écarts sont plus importants et s'étalent de

l'ouest au sud-ouest lorsqu'on réduit le cadre à 160×160 pixels.

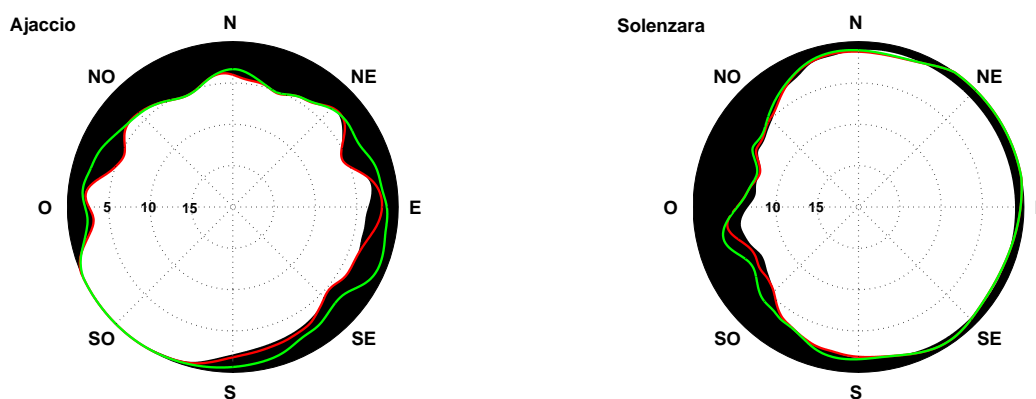
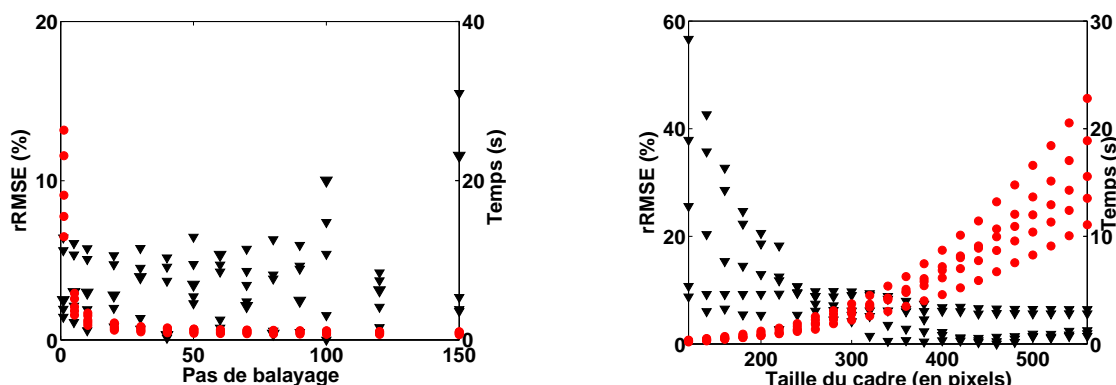


FIGURE II.21 – Horizons obtenus selon la taille des cadres de prospection (de 560×560 pixels (horizon de référence, aire noire), 360×360 pixels en rouge, 160×160 pixels en vert)

En terme de temps de calculs, une étude a été réalisée sur un échantillon d'horizons autour des sites d'Ajaccio, Bastia, Solenzara, Vignola et un site supplémentaire à Soveria, à 1 km de Corte. Les horizons de ces sites ont la caractéristique commune d'être lointains. Les temps de calculs et erreurs des horizons générés pour différents pas de balayage et différentes tailles de cadre de prospection ont été quantifiés (Fig.II.22).



a) Temps de calcul des horizons (en rouge) et évolutions des erreurs (en noir) en fonction du pas de balayage

b) Temps de calcul des horizons (en rouge) et évolutions des erreurs (en noir) en fonction de la taille du cadre prospectif

FIGURE II.22 – Temps de calculs des horizons et évolutions des erreurs en fonction du pas de balayage et de la taille du cadre de prospection

En ce qui concerne le pas de balayage : pour un cadre de prospection de 560×560 pixels, avec un pas de balayage de 1 pixel les horizons sont générés en 13 à 27 s contre 3 à 6 s avec un pas de 5 pixels. Dans le même temps, les erreurs quadratiques n'évoluent que de $\pm 0,3 \%$ au maximum. Pour des pas plus importants, le gain en termes de temps de calculs demeure relatif : les calculs nécessitent entre 2 et 3 s pour un pas de 10 pixels puis 0,5 à 1 s quelque soit le pas de balayage supérieur à 10 pixels. Dans ces cas, les erreurs tendent à augmenter atteignant 40 % dans certains cas pour le pas de balayage de 150 pixels

(Fig.II.22.a).

Comme nous l'avons montré précédemment, le détail des horizons se dégrade quand le pas de balayage augmente. Il convient alors de conserver un pas de balayage de 5 pixels qui semble un bon compromis entre temps de calculs et niveau de détail de l'horizon.

En ce qui concerne la taille du cadre prospectif (Fig.II.22.b), on constate que le temps de calculs augmente exponentiellement avec son agrandissement. Les horizons sont générés en 0,3 s pour un cadre de 120×120 pixels, contre 1,4 à 2,4 s pour un cadre de 260×260 pixels et 11 à 23 s pour un cadre de 560×560 pixels. Dans le même temps, les erreurs diminuent fortement quand la taille des cadres croît de 120×120 pixels à 260×260 pixels : elles atteignent respectivement 56,8 % et 9,8 % d'erreurs maximales. Les erreurs ne semblent pas évoluer de façon significative pour des cadres plus grands.

Il semble donc intéressant, vu ces résultats sur l'échantillon dont on dispose, de réduire le cadre prospectif à 260×260 pixels.

Il résulte alors de ce paramétrage une fonction de calculs d'horizons dont les performances ont été légèrement altérées pour un gain de vitesse de calculs important. On est passé d'une fonction permettant des calculs d'horizons en plus de 10 s à une fonction paramétrées permettant un calcul en environ 0,5 s.

3.3.3 Pas de temps des cartes finales

L'utilisation des estimations satellites initiales brutes, au pas de temps horaire, rend très marginale la prise en compte du relief tandis que des pas de 15 minutes voire 5 minutes permettraient de bien rendre compte des effets de masque.

La figure II.23 montre les estimations d'irradiations en tenant compte des effets de masque, calculées pour ces trois pas de temps pour un point quelconque de la carte ($42^\circ 21' 33''$; $9^\circ 02' 06''$). On peut y discerner les effets de l'horizon car il existe des discontinuités dans l'évolution des valeurs d'irradiations : elles croissent fortement lorsque le Soleil dépasse une certaine élévation. Cette élévation correspond à l'élévation de l'horizon dans la direction du Soleil et l'augmentation brutale de l'irradiation globale est due au fait que le rayonnement direct à partir de cette élévation n'est plus masqué. Ainsi, l'étude du rayonnement global suivant la trajectoire annuelle du Soleil permet de redessiner l'horizon masquant ce dernier à certains moments de l'année, à condition d'avoir un pas de temps approprié pour que les influences soient observables.

Pour les estimations initiales brutes au pas de temps horaire, on constate que l'horizon bas à l'est n'influe que sur un nombre très limité d'estimations matinales, seulement en hiver, lorsque le soleil ne s'élève pas au delà de 30° . L'horizon plus élevé à l'ouest influe sur plus d'estimations (Fig.II.23.a). Ce pas de temps ne permet pas de redessiner précisément l'horizon et ne rend donc compte de l'influence de celui-ci que partiellement.

D'un autre côté les pas de 15 minutes et 5 minutes permettent de redessiner de façon détaillée l'horizon

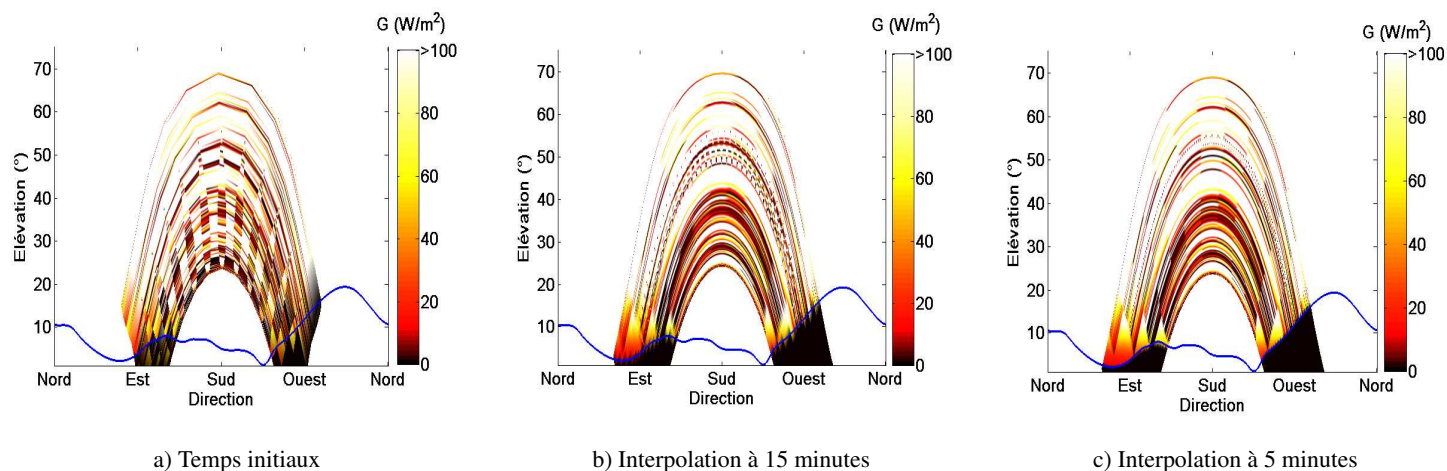


FIGURE II.23 – Influence de l’horizon sur le rayonnement direct de l’année 2005 suivant les pas de temps utilisés

et donc de rendre compte des effets de masque avec précision (Fig.II.23.b et II.23.c).

Par ailleurs, l’utilisation d’un pas de temps de 5 minutes entre 4 h UTC et 19 h UTC mènerait à générer 6700 cartes, occupant un espace mémoire conséquent. Un pas de 15 minutes semble donc un bon compromis entre prise en compte correcte de l’horizon et nombre de cartes. D’autant que seules les 4 premières et 2 dernières heures de chaque journée peuvent être générées à ce pas de temps, les cartes des autres moments de la journée pouvant être réalisées au pas de l’heure sans perdre d’informations. Ceci permet de limiter l’espace mémoire occupé, les cartes ainsi générées occupant tout de même 40Go.

3.3.4 Cartes finales

Les cartes finales résultent du traitement des cartes désagrégées issues de la première étape du processus pour la prise en compte des effets de masque. Il s’agit pour chaque pixel d’interpoler les estimations à un pas de temps de 15 minutes, de décomposer le rayonnement global ainsi interpolé en ses composantes directes et diffuses, rangées dans des matrices $\overline{\overline{I_d}}$ (Heure, Jour) et $\overline{\overline{I_b}}$ (Heure, Jour).

D’un autre côté, on calcule l’horizon du pixel étudié, on en déduit le facteur d’obstruction S_d . Une matrice binaire $\overline{\overline{S_b}}$ (Heure, Jour) est construite suivant la définition du facteur de masque du rayonnement direct, comparant pour chaque instant de chaque jour l’élévation de l’horizon avec l’élévation apparente du Soleil. Enfin, la matrice $\overline{\overline{I_d}}$ est multipliée par le scalaire S_d tandis que chaque élément de $\overline{\overline{I_b}}$ est modulé par l’élément de $\overline{\overline{S_b}}$ équivalent (Fig.II.18).

Il résulte de cette seconde étape du traitement un ensemble de cartes haute définition, pour l’année 2005, avec un pas de temps de 15 minutes. Comme attendu, le niveau de détails des cartes obtenues est largement amélioré (Fig.II.24 et Fig.II.25).

On repère sur les deux illustrations de la figure II.24 les effets de masque des reliefs environnants sur une multitude de points au centre de l’île, ces points ombragés bénéficiant d’un rayonnement de l’ordre

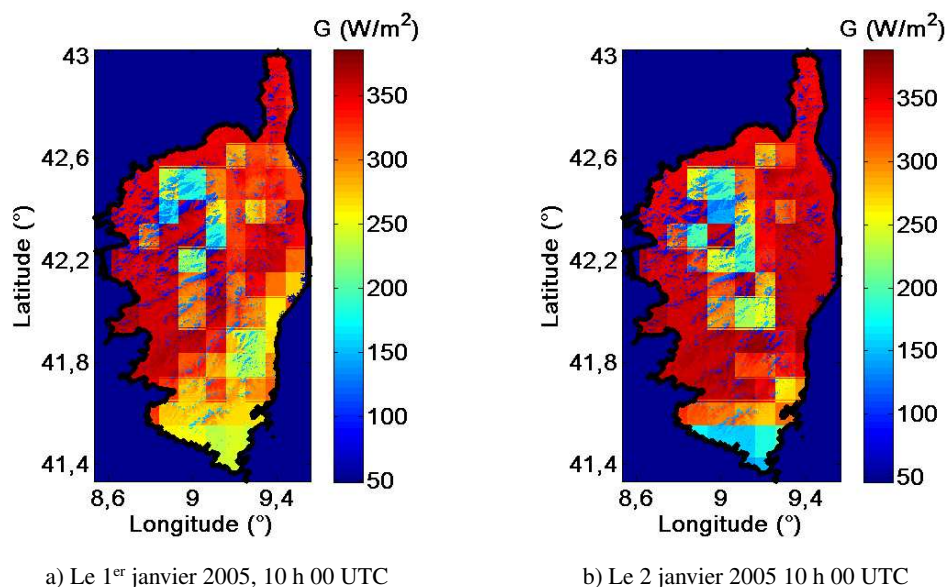


FIGURE II.24 – Images météosat-8 désagrégées avec correction de l'élévation et prise en compte des effets de masque au-dessus de la Corse

de 50 W/m^2 quand les autres points de la carte reçoivent 200 à 400 W/m^2 . Ces résultats sont cohérents si on met en perspective la distributions géographique des points ombragés avec le relief de la Corse et la position théorique du Soleil aux instants d'estimations : à 10h les 1^{er} et 2 janvier, le Soleil est au sud-est (132° d'azimut) et à une élévation d'environ 19° . Les ombres portées des reliefs les plus importants doivent alors s'étendre sur les vallées situées au nord-ouest de ceux-ci, ce qui semble effectivement le cas (Fig.II.24.a ; II.24.b et II.7).

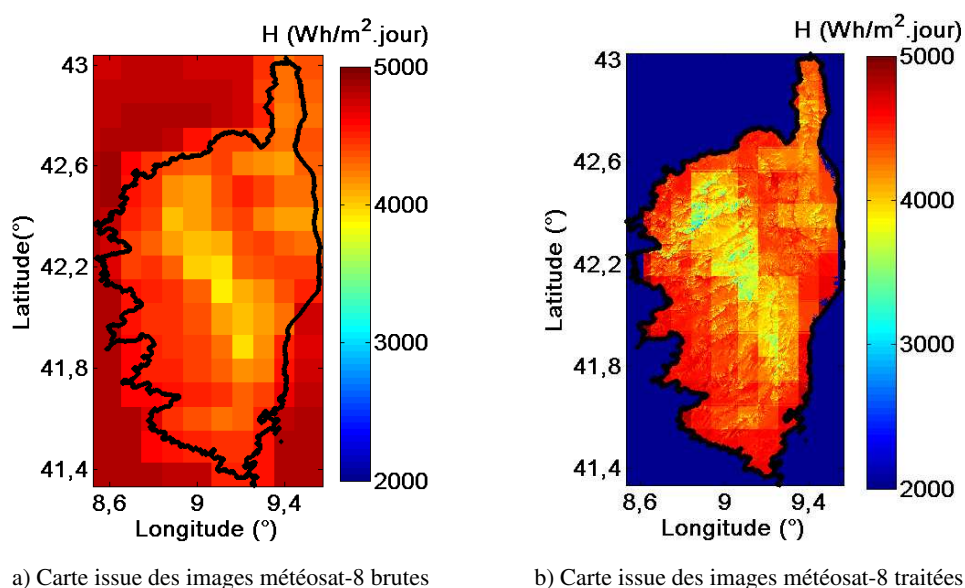


FIGURE II.25 – Cartographie du rayonnement global journalier moyen en 2005

Nous pouvons par ailleurs remarquer que le rayonnement journalier moyen en 2005 estimé par les images météosat-8 brutes varie de $3,8$ à $4,8 \text{ kWh/m}^2$ par jour (Fig.II.25.a) tandis qu'il varie de $2,2$ à $4,8$

kWh/m² par jour lorsque l'on tient compte du relief (Fig.II.25.b). L'étude comparative de ces cartes nous permet de quantifier l'impact du relief sur le potentiel solaire journalier, montrant qu'un grand nombre de sites montagnards sont très largement surestimés par les images brutes.

Il résulte enfin du traitement des cartes de rayonnements directs particulièrement intéressantes pour localiser les sites d'implantations de centrales solaires thermodynamiques pertinents. La figure II.26 présente la distribution spatiale de l'irradiation directe journalière moyenne en 2005. On peut observer une forte disparité du rayonnement direct en Corse, le relief l'obstruant particulièrement dans les zones montagneuses. Certains sites montagnards ne reçoivent en moyenne que 1000 Wh/m² par jour contre 3500 W/m² pour d'autres sites au niveau du littoral, plus propices à l'installation de centrales thermodynamiques.

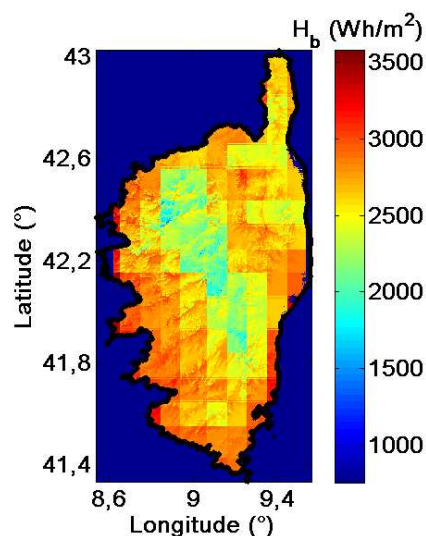


FIGURE II.26 – Cartographie du rayonnement direct journalier moyen en 2005

Conclusion

L'enjeu de cette partie est de construire une cartographie haute résolution du potentiel solaire en Corse afin d'alimenter les tableaux de performances de l'étude multicritère initiée dans la première partie de cette thèse.

Les cartes initiales issues d'images satellites météosat-8 traitées par le modèle O&SI SAF du laboratoire CMS de MétéoFrance présentaient un pas horaire et de 12 km de résolution, une grille trop grossière pour permettre une localisation fine de sites. Les irradiances cartographiées ne tenaient par ailleurs pas compte des effets du relief.

Une procédure de désagrégation a alors fait l'objet d'une étude approfondie afin d'améliorer la résolution des cartes en complétant le modèle de calcul de l'irradiance par un processus permettant l'intégration des effets du relief. Il s'agit d'une part de prendre en considération l'effet de l'élévation sur l'épaisseur de la colonne atmosphérique, d'autre part d'appliquer les effets de masque sur les irradiances diffuse et directe résultant de l'irradiance globale fournie par les cartes initiales.

Les sous-modèles ont été présentés et testés et pour chacun d'entre eux les erreurs induites quantifiées. Il a alors été montré que le modèle de décomposition du rayonnement global en ses composantes diffuses et directes générait des erreurs de l'ordre de 30 % que la réagrégation atténuait tandis que les procédures de calculs d'horizons et de prise en compte du masque sur le rayonnement direct n'induisaient que peu d'erreur. Par la suite, l'apport de la procédure de désagrégation en termes de précision des estimations a été démontré puisque leurs performances ont été améliorées sur les 2/3 des sites étudiés.

Un algorithme de synthèse des cartes désagrégées a ensuite été réalisé, avec pour enjeux majeurs l'optimisation des routines et l'abaissement du temps de calcul. Il en résulte un ensemble de cartes désagrégées de 1 arc-sec de résolution présentant un pas de temps de 15 minutes aux premières et dernières heures de chaque journée. Les cartes finales ont un degré de détail appréciable en vue des objectifs initiaux d'évaluation du productible en un site donné.

Ces cartes permettent par ailleurs de discerner très nettement les zones de forts potentiels solaires peu affectés par les effets de masque aux zones très affectées par ceux-ci. Par conséquent, elles peuvent aussi permettre la localisation de sites favorables à l'installation de centrales photovoltaïques ou thermodynamiques, ou *a contrario* de définir des zones d'exclusion, pour lesquelles projeter une installation PV serait exclue.

Références

- Ayala, M., Sanchez, I., Escalante, A., et Marroquin, W. (2005). Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador. (Document principal). San Salvador.
- Belmonte, S., Nuñez, V., Viramonte, J., et Franco, J. (2009). Potential renewable energy resources of the Lerma Valley, Salta, Argentina for its strategic territorial planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7), 1475–1484.
- Beyer, H., Costanzo, C., et Heinemann, D. (1996). Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images. *Solar Energy*, 56(3), 207–212.
- Bird, R., et Hulstrom, R. (1980). Review, evaluation, and improvement of direct irradiance models. *Journal of Solar Energy Engineering*, 103, 182–192.
- Blanc, P., Espinar, B., Gschwind, B., Menard, L., Thomas, C., et Wald, L. (2011). High spatial resolution solar atlas in Provence-Alpes-Cote d’Azur. In ISES Solar World Congress. Kassel, Allemagne.
- 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.
- Bretagnon, P. (1982). Théorie du mouvement de l’ensemble des planète. solution VSOP82. *Astronomy and Astrophysics*, 114, 278–288.
- Bretagnon, P., et Francou, G. (1988). Planetary theories in rectangular and spherical variables. VSOP87 solutions. *Astronomy and Astrophysics*, 202, 309–315.
- Brisson, A., Le Borgne, P., 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.
- Brisson, A., Le Borgne, P., et Marsouin, A. (1999). Development of algorithms for surface solar irradiance retrieval at O&SI SAF low and mid latitudes. (Internal project report). Lannion, France : Météo-France - Centre de Météorologie Spatiale.
- Brosamle, H., Mannstein, H., Schillings, C., et Trieb, F. (2001). Assessment of solar electricity potentials in North Africa based on satellite data and a geographic information system. *Solar Energy*, 70(1), 1–12.
- Cano, D., Monget, J., Albuisson, M., Guillard, H., Regas, N., et Wald, L. (1986). A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. *Solar Energy*, 37(1), 31–39.
- Cebecauer, T., Huld, T., et Sári, M. (2007). Using high-resolution digital elevation model for improved PV yield estimates. In Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milano, Italy (pp. 3553–3557).
- Chaabane, M., et Ben Djemaa, A. (2002). Use of HR meteosat images for the mapping of global solar

- irradiation in Tunisia : preliminary results and comparison with wefax images. *Renewable Energy*, 25(1), 139–151.
- Chaabane, M., Ben Djemaa, A., et Kossentini, A. (1996). Daily and hourly global irradiances in tunisia extracted from Meteosat Wefax images. *Solar Energy*, 57(6), 449–457.
- 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 SOLAR-MET. *Solar Energy*, 82(6), 556–562.
- Cros, S., Albuissou, M., Lefèvre, M., Rigollier, C., et Wald, L. (2003). Toward a solar climatological database : the HelioClim project. In 22nd EARSel Annual Symposium « Geoinformation for European-wide integration ». Prague, République Tchèque.
- Cros, S., Albuissou, M., Lefèvre, M., Rigollier, C., et Wald, L. (2004). HelioClim : a long-term database on solar radiation for Europe and Africa. In Eurosun 2004 (p. 916-920). Freiburg, Allemagne.
- Darnell, W., Staylor, W., Gupta, S., et Denn, F. (1988). Estimation of surface insolation using sun-synchronous satellite data. *Journal of Climate*, 1, 820–835.
- Darnell, W., Staylor, W., Gupta, S., Ritchey, N., et Wilber, A. (1992). Seasonal variation of surface radiation budget derived from international satellite cloud climatology project C1 data. *J. Geophys. Res.*, 97(D14), 15741–15760.
- 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.
- Deneke, H., Feijt, A., et Roebeling, R. (2008). Estimating surface solar irradiance from METEOSAT SEVIRI-derived cloud properties. *Remote Sensing of Environment*, 112(6), 3131–3141.
- 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.
- Dubayah, R., et Rich, P. (1995). Topographic solar radiation models for GIS. *International Journal of Geographical Information Science*, 9(4), 405–419.
- 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.
- Frouin, R., Lingner, D., Gautier, C., Baker, K., et Smith, R. (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.
- Gastli, A., et Charabi, Y. (2010). Solar electricity prospects in Oman using GIS-based solar radiation maps. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(2), 790–797.
- Gautier, C., Diak, G., et Masse, S. (1980). A simple physical model to estimate incident solar radiation at the surface from GOES satellite data. *American Meteorological Society*, 19, 1005–1012.
- 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.
- Gueymard, C. (1989). A two-band model for the calculation of clear sky solar irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation at the earth's surface. *Solar Energy*, 43(5), 253–265.
- Gueymard, C. (2008). REST2 : High-performance solar radiation model for cloudless-sky irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation - validation with a benchmark dataset. *Solar*

- Energy*, 82(3), 272–285.
- Hollands, K. (1985). A derivation of the diffuse fraction's dependence on the clearness index. *Solar Energy*, 35(2), 131–136.
- Hollands, K., et Crha, S. (1987). An improved model for diffuse radiation : Correction for atmospheric back-scattering. *Solar Energy*, 38(4), 233–236.
- Illera, P., Fernández, A., et Pérez, A. (1995). A simple model for the calculation of global solar radiation using geostationary satellite data. *Atmospheric Research*, 39(1-3), 79–90.
- Ineichen, P. (2006). Comparison of eight clear sky broadband models against 16 independent data banks. *Solar Energy*, 80(4), 468–478.
- Ineichen, P., et Perez, R. (2002). A new airmass independent formulation for the linke turbidity coefficient. *Solar Energy*, 73(3), 151–157.
- Janjai, S., Pankaew, P., et Laksanaboonsong, J. (2009). A model for calculating hourly global solar radiation from satellite data in the tropics. *Applied Energy*, 86(9), 1450–1457.
- Kasten, F. (1984). Parametrisierung der Globalstrahlung durch Bedeckungsgrad und Trübungsfaktor. *Annalen der Meteorologie, Neue Folge* 20, 49–50.
- Kasten, F. (1996). The linke turbidity factor based on improved values of the integral Rayleigh optical thickness. *Solar Energy*, 56(3), 239–244.
- Kasten, F., et Young, A. T. (1989). Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied optics*, 28(22), 4735–4738.
- Lacaze, R. (2010). POLDER-3 / PARASOL Land Surface Level 3 Albedo & NDVI Products. Data Format and User Manual. (Rapport technique N° 2). Hygeos.
- Le Borgne, P., Legendre, G., et Marsouin, A. (2005). Ocean & Sea Ice SAF Surface Solar Irradiance Product Manual. (Rapport technique). Lannion, France : Météo-France - Centre de Météorologie Spatiale.
- Le Borgne, P., Legendre, G., et Marsouin, A. (2006). Validation of the OSI SAF radiative fluxes. (Rapport technique). Lannion, France : Météo-France - Centre de Météorologie Spatiale.
- Malik, A., Mufti, A., Hiser, H., et Veziroglu, N. (1998). Solar mapping of Pakistan using visible images from geostationary satellites. *Renewable energy*, 13(1), 1–16.
- Martínez-Durbán, M., Zarzalejo, L., Bosch, J., Rosiek, S., Polo, J., et Batlles, F. (2009). Estimation of global daily irradiation in complex topography zones using digital elevation models and meteosat images : Comparison of the results. *Energy Conversion and Management*, 50(9), 2233–2238.
- Martins, F., Pereira, E., et Abreu, S. (2007). Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. *Solar Energy*, 81(4), 517–528.
- Maxwell, E. (1987). A quasi-physical model for converting hourly global horizontal to direct normal insolation. (Rapport technique N° SRI/TR-215-3087). Golden, Colorado : Solar Energy Research Institute.
- Mefti, A., Adane, A., et Bouroubi, M. (2008). Satellite approach based on cloud cover classification : Estimation of hourly global solar radiation from meteosat images. *Energy Conversion and Management*, 49(4), 652–659.
- Miliaresis, G., et Paraschou, V. (2005). Vertical accuracy of the SRTM DTED level 1 of Crete. *International*

- Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, 7(1), 49–59.
- Molineau, B., Ineichen, P., et O'neil, N. (1998). Equivalence of pyr heliometric and monochromatic aerosol optical depths at a single key wavelength. *Applied Optics*, 37(30), 7008–7018.
- 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.
- Mueller, R. W., Dagestad, K. F., Ineichen, P., Schroedter-Homscheidt, M., Cros, S., Dumortier, D., ... Heinemann, D. (2004). Rethinking satellite-based solar irradiance modelling : The SOLIS clear-sky module. *Remote Sensing of Environment*, 91(2), 160–174.
- Muselli, M., Notton, G., Canaletti, J. L., 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(1-2), 1–19.
- 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.
- Orgill, J., et Hollands, K. (1977). Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, 19(4), 357–359.
- Oumbe Ndeffotsing, A. (2009). Exploitation des nouvelles capacités d'observation de la terre pour évaluer le rayonnement solaire incident au sol. Thèse de doctorat, Mines ParisTech.
- 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.
- 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.
- Perrin, C., et Vauge, C. (1982). Le Gisement Solaire : Evaluation de la Ressource Énergétique. Technique et Documentation. Librairie Lavoisier, Paris, France,.
- Quaschnig, V., et Hanitsch, R. (1998). Irradiance calculation on shaded surfaces. *Solar Energy*, 62(5), 369–375.
- Reda, I., et Andreas, A. (2004). Solar position algorithm for solar radiation applications. *Solar Energy*, 76(5), 577–589.
- Reda, I., et Andreas, A. (2008). Solar position algorithm for solar radiation applications. (Technical report). Golden, Colorado : National Renewable Energy Laboratory.
- 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.
- Rigollier, C., Lefèvre, M., et Wald, L. (2004). The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. *Solar Energy*, 77(2), 159–169.
- Rimóczi-Paál, A., Kerényi, J., Mika, J., Randriamampianina, R., Dobi, I., Imecs, Z., et Szentimrey, T. (1999). Mapping daily and monthly radiation components using METEOSAT data. *Advances in Space Research*, 24(7), 967–970.
- Rodriguez, E., Morris, C., Belz, J., Chapin, E., Martin, J., Daffer, W., et Hensley, S. (2005). An Assessment of the SRTM Topographic Products. (Rapport technique). Pasadena, California : Jet Propulsion Laboratory.

- Rome, S., et Giorgetti, J. (2007). La montagne corse et ses caractéristiques climatiques. *La Météorologie*, 59.
- Ruiz-Arias, J., Alsamamra, H., Tovar-Pescador, J., et Pozo-Vázquez, D. (2010). Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions. *Energy Conversion and Management*, 51(5), 881–893.
- Ruiz-Arias, J., Cebecauer, T., Tovar-Pescador, J., et Sári, M. (2010). Spatial disaggregation of satellite-derived irradiance using a high-resolution digital elevation model. *Solar Energy*, 84(9), 1644–1657.
- Schillings, C., Meyer, R., et Trieb, F. (2004a). High Resolution Solar Radiation Assessment for China. (Final Report for a Country Assessment). Consulté sur http://en.openei.org/datasets/files/706/pub/china_10km_solar_country_report.pdf
- Schillings, C., Meyer, R., et Trieb, F. (2004b). High Resolution Solar Radiation Assessment for Ethiopia. (Final country report). Consulté sur http://en.openei.org/datasets/files/709/pub/ethiopia_10km_solar_country_report.pdf
- Schillings, C., Meyer, R., et Trieb, F. (2004c). High Resolution Solar Radiation Assessment for Ghana. (Final Report for a Country Assessment). Consulté sur http://en.openei.org/datasets/files/710/pub/ghana_10km_solar_country_report.pdf
- Schillings, C., Meyer, R., et Trieb, F. (2004d). High Resolution Solar Radiation Assessment for Kenya. (Final Report for a Country Assessment). Consulté sur http://en.openei.org/datasets/files/711/pub/kenya_10km_solar_country_report.pdf
- Schillings, C., Meyer, R., et Trieb, F. (2004e). High Resolution Solar Radiation Assessment for Sri Lanka. (Final Report for a Country Assessment). Consulté sur http://en.openei.org/datasets/files/712/pub/sri_lanka_10km_solar_country_report.pdf
- 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.
- Schulze-Kegel, D., et Heidt, F. D. (1996). Mapping of global radiation with METEOSAT. *Solar Energy*, 58(1-3), 77–90.
- Senkal, O., et Kuleli, T. (2009). Estimation of solar radiation over Turkey using artificial neural network and satellite data. *Applied Energy*, 86(7-8), 1222–1228.
- Skartveit, A., et Olseth, J. (1987). A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. *Solar Energy*, 38(4), 271–274.
- Skartveit, A., Olseth, J., et Tuft, M. (1998). An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo. *Solar Energy*, 63(3), 173–183.
- Tarpley, J. (1979). Estimating incident solar radiation at the surface from geostationary satellite data. *Journal of Applied Meteorology*, 18, 1172–1181.
- Tovar, J., Olmo, F. J., et Alados-Arboledas, L. (1995). Local-Scale variability of solar radiation in a mountainous region. *Journal of Applied Meteorology*, 34(10), 2316–2322.
- Wahab, A., El-Metwally, M., Hassan, R., Lefèvre, M., Oumbe, A., et Wald, L. (2009). Assessing surface solar irradiance in Northern Africa desert climate and its long-term variations from Meteosat images. *International Journal of Remote Sensing*, 31(01), 261–280.
- Wald, L. (2007). Solar radiation energy (fundamentals). In *Solar Energy Conversion and Photoenergy*

Systems. Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS), Developed under the Auspices of the UNESCO. (Vol. 1). EOLSS, Oxford, UK. Consulté sur <http://www.eolss.net>

Zarzalejo, L. F., Polo, J., Martín, L., Ramírez, L., et Espinar, B. (2009). A new statistical approach for deriving global solar radiation from satellite images. *Solar Energy*, 83(4), 480–484.

Troisième partie

INTERMITTENCE DE LA RESSOURCE SOLAIRE EN CORSE

Introduction	124
1 Étude macroscopique	126
1.1 Présentation des données	126
1.1.1 Localisation des sites de mesures	126
1.1.2 Appareils de mesures	129
1.1.3 Traitement préliminaire	129
1.1.4 Masques lointains et artificiels	130
1.2 Intervalle énergétique	131
1.2.1 Intervalle de temps centré sur 12 h 00 TSV	133
1.2.2 Elévation du Soleil supérieure à un seuil	134
1.2.3 Ratio énergétique R constant	135
1.2.4 Conclusion	135
1.3 Corrélations intersites	136
2 Classification des fluctuations de la ressource	138
2.1 État de l'art	138
2.2 Méthodologie	139
2.2.1 Échelles de variations	140
2.2.2 Catégories de variations	140
2.2.3 Délimitation d'intervalles	142
2.2.4 Détermination des seuils	144
2.3 Caractérisation des fluctuations des différents sites	147
2.3.1 Caractérisation météorologique des sites étudiés	147
2.3.2 Transitions inter-classes	149
2.3.3 Étude saisonnière	149
2.4 Conclusion	151
3 Phénomène de foisonnement en Corse	153
3.1 Caractérisation du foisonnement en Corse	153
3.1.1 Existence du phénomène	153
3.1.2 Quantification du foisonnement	155
3.2 Optimisation du foisonnement	156
3.2.1 Algorithmes génétiques	157
3.2.2 Résultats de l'optimisation	158
3.3 Conclusion	161

4 Prédications des variations	163
4.1 Prédicteurs envisagés	164
4.1.1 Les k-plus proches voisins	165
4.1.2 Les réseaux de neurones artificiels	165
4.2 Prédications des régimes de variations et des longueurs d'intervalles	168
4.2.1 k-NN	168
4.2.2 Réseaux de neurones artificiels	169
4.2.3 Conclusion	170
4.3 Prédications de séries temporelles de classes de variations	170
4.3.1 Création des séries temporelles à partir des intervalles classés	170
4.3.2 Persistance	171
4.3.3 Prédications des séries temporelles par k-NN	172
4.3.4 Prédications des séries temporelles par RNA	176
4.3.5 Comparaison des modèles et conclusion	181
Conclusion	182
Références	184

Introduction

La sélection multicritère de parcs photovoltaïques en Corse, présentée dans la partie I de cette thèse, a permis de soulever entre autre problématique celle de la concentration territoriale des moyens de production d'électricité photovoltaïque. La préoccupation principale concernait les baisses brutales potentielles de production en cas de passages nuageux locaux et de forte nébulosité.

Cette problématique s'inscrit dans une thématique plus vaste : celle de l'intermittence de la ressource solaire dont les effets sur un réseau électrique, en cas de forte pénétration de l'énergie photovoltaïque dans le bouquet énergétique, sont présentés et analysés dans la littérature ([Denholm et Margolis, 2007](#) ; [Paatero et Lund, 2007](#) ; [Eltawil et Zhao, 2010](#) ; [Woyte et al., 2006](#)). Ainsi, la variabilité de la ressource présente un risque potentiel pour la stabilité du réseau, justifiant la limite de la puissance électrique d'origine renouvelable intermittente injectée fixée à 30 % de la puissance électrique totale par l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 modifié.

En Corse, cette limite de 30 % sera atteinte en 2012 lorsque l'ensemble des centrales photovoltaïques au sol sera raccordé au réseau ([EDF SEI, 2011](#)). Elle constitue par ailleurs un frein important au développement des EnR sur l'île. Il s'agit par conséquent de rendre techniquement possible son dépassement sans risquer de déstabiliser le réseau.

[Jewell et Unruh \(1990\)](#) ont montré qu'une dispersion territoriale des installations photovoltaïques permettaient d'augmenter le taux de pénétration du PV dans le bouquet énergétique sans poser de souci au réseau, passant de 1,3 % lorsque la production PV était centralisée à 37 % avec une dispersion sur un territoire de 1000 km². Il semble donc opportun d'utiliser le phénomène de foisonnement pour accroître le taux de pénétration des EnR, à condition d'en prouver l'existence.

Le foisonnement territorial peut donc présenter une opportunité pour le développement des EnR et leur intégration sur un petit réseau électrique non-interconnecté. On peut cependant anticiper que le lissage de la production électrique solaire résultant de ce phénomène sera insuffisant pour garantir totalement la stabilité du réseau. Il est alors indispensable de gérer les variations de production d'électricité résiduelles en ayant recours aux moyens de production complémentaires disponibles ou au stockage. Les conditions de fluctuation doivent alors être prédites afin de permettre au gestionnaire de réseau de les anticiper et d'appliquer des stratégies de pilotage de l'ensemble des moyens de production pour compenser les variations.

Dans ce contexte, l'intermittence de la ressource solaire en Corse, son foisonnement et sa prédictibilité

présentent des enjeux importants pour le gestionnaire de réseau. Ces problématiques sont traitées dans cette troisième partie qui présente l'étude réalisée dans le cadre d'une collaboration conventionnée entre l'Université de Corse Pascal Paoli et EDF⁵.

La caractérisation de la variabilité de la ressource passe par l'installation d'un réseau de pyranomètres maillant le territoire, les sites de mesures étant choisis en fonction des différents microclimats de l'île. Des mesures réalisées à une fréquence d'1 Hz sur 11 sites alimentent l'échantillon de données d'irradiances solaires sur lequel se base toute notre étude. La taille de cet échantillon complique l'étude et l'extraction d'informations, les outils statistiques conventionnels ne semblant pas adaptés, de tel sorte qu'une méthode de classification typologique des variations a été développée. Cette classification sera appliquée dans un premier temps pour étudier les variations d'ensoleillement de chaque site. Elle permettra dans un second temps de démontrer l'existence du foisonnement en Corse, de le quantifier et de l'optimiser. Enfin, la prédictibilité des successions des classes de variations sera étudiée.

5. Cette étude est l'objet d'un avenant à la convention cadre signée en novembre 2011.

Chapitre 1

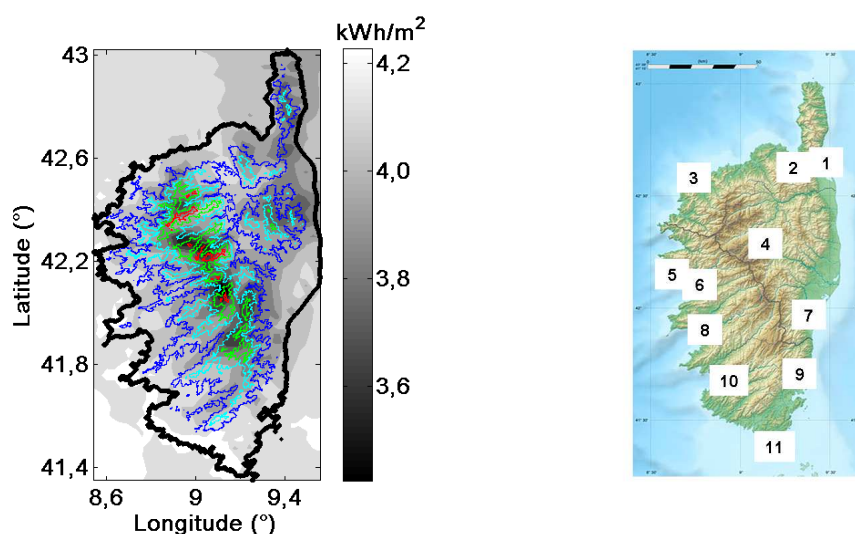
Étude macroscopique

1.1 Présentation des données

1.1.1 Localisation des sites de mesures

Le but de ce travail est d'étudier le comportement spatial et temporel du rayonnement solaire en Corse à partir de mesures au sol réalisées avec un nombre limité de stations. La dispersion des sites de mesures sur le territoire est une problématique importante : il s'agit de quadriller de façon optimale la zone d'étude afin de disposer d'un ensemble de données cohérent et représentatif du rayonnement solaire en Corse.

Les stations ont été éloignées les unes des autres tout en tenant compte de la distribution des microclimats. Ces derniers ont été délimités grâce à l'interprétation de la carte d'irradiations solaires journalières moyennées sur l'année 2005 et obtenue par intégration des estimations d'irradiances horaires Météosat-7 (Fig.III.1.a). L'enjeu étant climatologique, les cartes utilisées ici n'ont pas subi le processus de désagrégation et de prise en compte des effets du relief présenté dans la partie II.



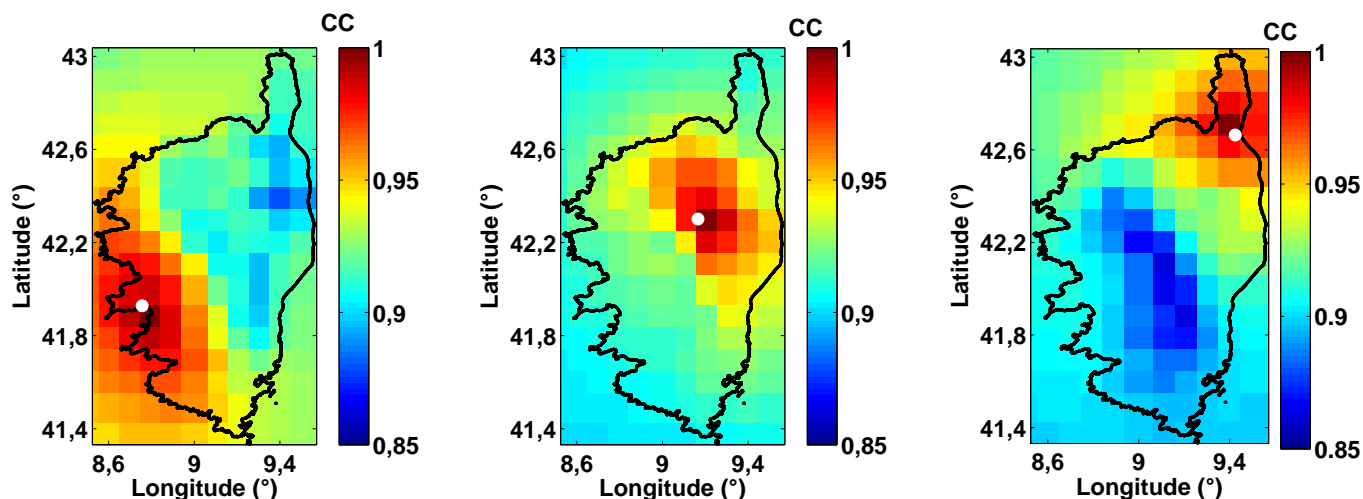
a) Microclimats et lignes iso-altitudes. Les nuances de gris représentent l'irradiation solaire journalière moyenne en 2005. Les lignes cyan : iso-altitudes à 530 m, bleues : 1060 m, vertes : 1590 m et rouges : 2120 m.

b) Localisation géographique des sites de mesures EDF

FIGURE III.1 – Microclimats et localisation des sites de mesures

On peut remarquer que l'ensemble du littoral de l'île présente un climat uniforme de type méditerranéen, avec un potentiel solaire très important. Il existe par ailleurs une multitude de microclimats au centre de l'île, directement corrélés à la topographie. On peut en effet observer les potentiels solaires les plus faibles au niveau des plus hauts sommets et des potentiels moyens dans les vallées (vallées du Tavignano, du Golo et de la Gravona). Ces constats sont cohérents avec la distribution géographique des nombres de jours de précipitations annuels observée par Rome et Giorgetti (2007). Les auteurs avaient en effet démontré que ceux-ci sont corrélés à l'élévation.

Par ailleurs, les coefficients de corrélation entre les estimations d'irradiations solaires d'un site donné et l'ensemble des estimations des autres pixels ont été étudiés sur les cartes Météosat-8 brutes présentées dans la partie II (Fig.III.2). Ceux-ci donnent des informations sur l'intensité des liens entre les dynamiques météorologiques d'un pixel à l'autre, montrant d'éventuels déphasages entre les variations de rayonnement solaire que les pixels reçoivent :



a) CC entre les estimations à Ajaccio et celles de l'ensemble de la carte b) CC entre les estimations à Corte et celles de l'ensemble de la carte c) CC entre les estimations à Lucciana et celles de l'ensemble de la carte

FIGURE III.2 – Corrélations entre les estimations d'irradiations solaires issues d'images Météosat-8 de l'ensemble des pixels de la carte et celles de plusieurs sites localisés

- les pixels dont les estimations sont les plus corrélées avec celles d'Ajaccio se situent autour de la côte ouest. Une ligne nord-ouest - sud-est sépare les pixels dont les CC sont plus élevés ($CC > 0,98$) au sud-ouest et l'ensemble des pixels dont les CC sont plus faibles ($CC < 0,90$) au nord-est (Fig.III.2.a) ;
- les estimations de l'ensemble des pixels de la carte demeurent très corrélées avec celles de Corte, présentant des $CC > 0,90$ quelque soit le pixel de la carte. Les pixels dont les CC sont les plus élevés, supérieurs à 0,98, sont cependant très localisés au centre de l'île et forment une diagonale nord-ouest - sud-est (Fig.III.2.b) ;
- les irradiations solaires très corrélées aux estimations de Lucciana demeurent localisées au Nord-Est de l'île. On retrouve de nouveau la ligne de démarcation nord-ouest - sud-est séparant des pixels dont

les CC > 0,98 au nord-est et des pixels dont les CC < 0,90 au sud-ouest (Fig.III.2.c).

Les parties nord-est et sud-ouest de l'île ne subissent donc pas les variations d'irradiances solaires au même moment. On peut d'ailleurs constater que la ligne de séparation nord-ouest - sud-est observée correspond à l'orientation de la chaîne de montagne du centre de l'île qui sépare la Corse « de l'au-delà des monts » au sud-ouest et la Corse « de l'en deçà des monts » au nord-est.

L'étude du comportement dynamique du rayonnement solaire montre donc que les littoraux nord-est et sud-ouest, qui pourtant présentaient des microclimats équivalents, ne subissent pour autant pas la même météorologie. Il convient donc de répartir les stations pyranométriques sur ces deux parties.

Les sites de mesures ont ainsi été disséminés au niveau de postes de raccordement électrique d'EDF, tenant compte des contraintes précitées et sur la base de ces observations. Ils sont localisés sur la carte de la figure III.1.b, alors que leurs coordonnées géographiques et altitudes sont détaillées dans le tableau III.1 et leurs distances mutuelles dans le tableau III.2.

N° de station	Site	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Nbre de jour de mesures
1	Lucciana	42° 39' 49"	9° 25' 28"	60	456
2	Oletta	42° 39' 36"	9° 19' 45"	52	99
3	Calvi	42° 33' 38"	8° 44' 48"	31	416
4	Corte	42° 18' 04"	9° 09' 57"	381	445
5	Piana	41° 16' 03"	8° 41' 37"	12	183
6	Cargèse	42° 08' 40"	8° 35' 58"	30	54
7	Ghisonaccia	42° 03' 54"	9° 22' 14"	65	451
8	Ajaccio	41° 55' 49"	8° 45' 23"	2	355
9	Sainte Lucie	41° 41' 59"	9° 20' 12"	66	405
10	Propriano	41° 39' 43"	8° 55' 02"	17	407
11	Bonifacio	41° 22' 17"	9° 12' 10"	46	450

TABLE III.1 – Coordonnées géographiques et altitudes des stations EDF

N° de station	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1		56,6	7,8	45,5	74,3	88,9	66,7	98,3	107,4	118,9	144,7
2	56,6		48,9	44,9	32,9	47,8	75,2	70,0	107,3	100,9	137,4
3	7,8	48,9		42,1	67,9	82,9	66,2	93,8	106,8	116,0	143,6
4	45,5	44,9	42,1		39,0	49,8	31,2	53,3	68,3	73,9	103,4
5	74,3	32,9	67,9	39,0		15,7	60,1	37,8	82,5	69,8	108,1
6	88,9	47,8	82,9	49,8	15,7		64,2	27,1	78,5	59,7	99,4
7	66,7	75,2	66,2	31,2	60,1	64,2		52,9	40,7	58,4	78,3
8	98,3	70,0	93,8	53,3	37,8	27,1	52,9		54,5	32,7	72,3
9	107,4	107,3	106,8	68,3	82,5	78,5	40,7	54,5		35,1	38,1
10	118,9	100,9	116,0	73,9	69,8	59,7	58,4	32,7	35,1		40,1
11	144,7	137,4	143,6	103,4	108,1	99,4	78,3	72,3	38,1	40,1	

TABLE III.2 – Distances (en km) entre les stations EDF

On peut dans un premier temps déplorer l'absence de station pyranométrique d'altitude, le site de mesures le plus élevé étant celui de Corte (381 m). D'un autre côté, ce choix est cohérent avec la problématique

de l'étude, puisqu'il s'agit de s'intéresser en particulier aux régimes d'ensoleillement de territoires susceptibles de recevoir des implantations solaires. Les zones de montagne peuvent être exclues de cette étude pour au moins deux raisons :

- il existe sur ces territoires peu de terrain suffisamment grand dont le dénivelé n'est pas rédhibitoire à la réception de champs photovoltaïques : les terrains d'accueils sont en effet censés ne pas avoir de pentes supérieures à 10 % (Partie I) ;
- le potentiel énergétique solaire y est plus faible qu'au niveau du littoral, pour des raisons climatiques mais aussi à cause des effets de masque (Fig.II.25.b) ;

1.1.2 Appareils de mesures

Les appareils de mesures utilisés, des pyranomètres Kipp & Zonen SP Lite 2, sont dotés d'une photodiode au silicium dont la sensibilité est de 60 à 100 $\mu\text{V}/(\text{W}\cdot\text{m}^2)$. Leur temps de réponse à 95 %, inférieur à la seconde, permet les mesures au pas de la seconde utilisées pour cette étude. Ce pas de temps a été choisi afin de rendre compte au mieux des variations rapides de rayonnement solaire.

1.1.3 Traitement préliminaire

Les données ont subi un premier traitement permettant l'élimination des mesures de nuits bruitées dont les valeurs oscillent entre 0 et 0,5 W/m^2 . Ainsi, les données mesurées au-delà des heures de levers et de couchers du Soleil se voient attribuer des NaN (Not a Number).

Les mesures utilisées pour ces travaux s'étalent sur une année et demi. Elles ont commencé le 24 mai 2010 à Corte et Ajaccio, quelques jours plus tard pour les autres stations, excepté Piana qui ne fut installée qu'en avril 2011. Nous avons arrêté d'intégrer les données le 02 octobre 2011 (Fig.III.3).

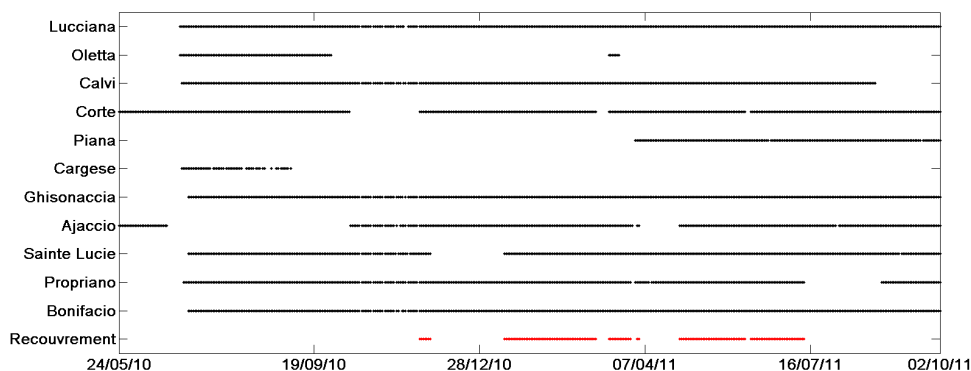


FIGURE III.3 – Répartition des jours de mesures valides (jj/mm/aa).

Des interruptions plus ou moins longues, allant de quelques heures à quelques jours ont émaillé cette période de mesures. En conséquence,

- il existe des jours parsemés d'interruptions. Les jours disposant d'un ensemble de données trop incomplet ont été éliminés, considérant qu'une journée présentant plus de 10 % de données manquantes (hors NaN) est inutilisable ;
- le nombre de jours de mesures existants et complets diffère selon le site (Tab.III.1) et leur répartition dans la période de mesures est hétérogène et dépend de la station (Fig.III.3).

Il en résulte un ensemble de dates de recouvrement¹ très réduit, ne représentant que 152 jours (Fig.III.3). Ceci est un facteur limitant considérable à l'étude comparative entre sites, d'autant que ces dates sont hétérogènement dispersées selon les saisons. Nous pouvons en effet constater qu'elles couvrent trois périodes disjointes :

- du 23 au 28 novembre 2010 ;
- du 12 janvier 2011 au 3 avril 2011, avec deux interruptions de quelques jours du 9 au 15 mars 2011 et du 30 mars 2011 au 1^{er} avril 2011 ;
- du 28 avril 2011 au 12 juillet 2011, avec une interruption de 3 jours du 7 au 9 juin.

Nous disposons donc de 62 jours hivernaux, 63 jours printaniers, 21 jours estivaux et seulement 6 jours en automne. L'ensemble des dates de recouvrement présente donc des déséquilibres saisonniers puisqu'il existe presque trois fois plus de données en hiver et en printemps qu'en été, et presque pas de données en automne. Ceci augure par conséquent des déséquilibres statistiques dans les comparaisons intersites, les caractéristiques météorologiques en automne et en été étant sous-représentées.

1.1.4 Masques lointains et artificiels

Les masques obstruent le rayonnement direct et influent par conséquent sur le rayonnement global. Il résulte une brusque baisse de l'intensité du rayonnement perçue lorsque le Soleil passe derrière un masque, puis une augmentation tout aussi brusque lorsqu'il en est libéré.

La figure III.4 représente le rayonnement global horizontal mesuré entre le 21 décembre 2010 et le 21 juin 2011 en fonction de l'élévation et l'azimut du Soleil aux heures équivalentes. Une demi-année de mesures, du solstice d'hiver au solstice d'été par exemple, suffit pour établir une telle représentation, le Soleil suivant les mêmes trajectoires du solstice d'été au solstice d'hiver suivant. Cette représentation permet de montrer l'influence de ces masques. On observe en effet des discontinuités dans la puissance du rayonnement en début et fin de journée, pour les basses élévations du Soleil, laissant deviner le dessin de l'horizon lointain. Cette représentation permet aussi de deviner l'existence de masques proches artificiels influençant le rayonnement solaire à diverses heures de la journée, notamment à Calvi où l'on observe les ombres d'antennes, ou à Lucciana, Propriano et Sainte-Lucie où l'on voit les ombres de pylônes électriques.

1. Dates pour lesquelles il existe des mesures pour toutes les stations considérées. Dans notre cas, il n'existe aucun jour de recouvrement toutes stations confondues, c'est pourquoi seules les stations ayant au moins 350 jours de mesures (Ajaccio, Bonifacio, Calvi, Corte, Ghisonaccia, Lucciana, Propriano et Sainte-Lucie) sont conservées et constituent les stations de bases de nos dates de recouvrement

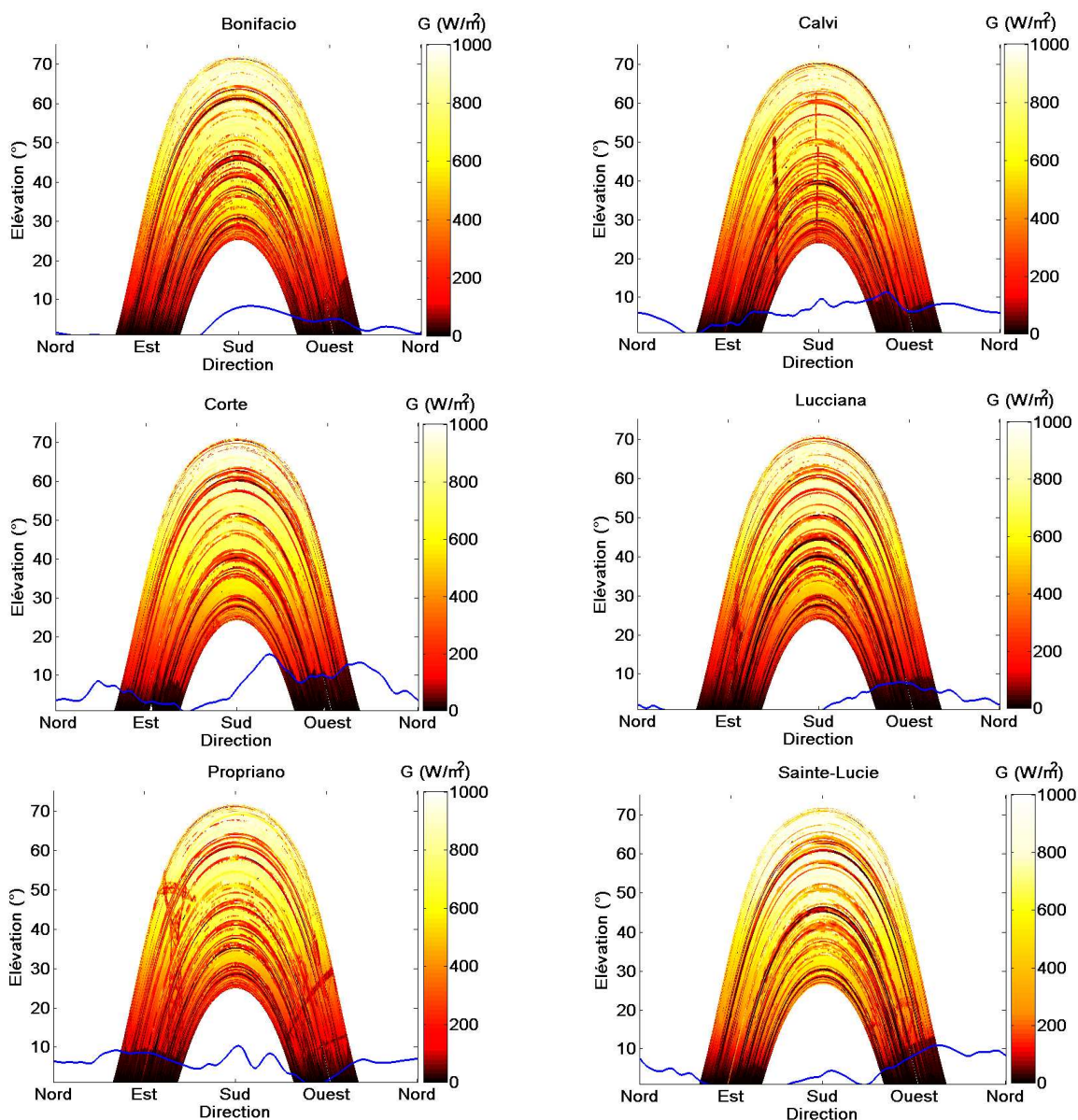


FIGURE III.4 – Rayonnement global horizontal en fonction de l'élévation et de l'azimut du soleil pour les données mesurées entre le 21 décembre 2010 et 21 juin 2011. Seules les stations présentant la quasi-totalité des journées de la période sont représentées (Bonifacio, Calvi, Corte, Lucciana, Propriano et Sainte-Lucie). La ligne bleue représente la ligne d'horizon visible de la station météorologique considérée, calculée par la procédure présentée dans la partie II.

Ces effets de masque polluent les mesures puisqu'il s'agit de conséquences d'effets non météorologiques. Si l'élimination des mesures masquées par l'horizon est facilement réalisable en définissant un intervalle énergétique, éliminant les mesures des heures extrêmes, les masques proches artificiels sont plus compliqués à repérer et supprimer.

1.2 Intervalle énergétique

L'intermittence liée aux phénomènes météorologiques aléatoires, résultant de l'alternance passages nuageux et éclaircies, demeure le sujet central de cette étude. Les irradiances aux heures extrêmes de chaque

journée subissent des effets de masque lointain, présentés précédemment, qui annulent le rayonnement direct et atténuent artificiellement le rayonnement local. Ensuite, l'épaisseur optique de l'atmosphère aux premiers et derniers instants d'ensoleillement de la journée filtre particulièrement le rayonnement. Les variations d'irradiances résultant de ces deux phénomènes ne sont pas de la même nature que les intermittences issues de passages nuageux : ils sont en effet déterministes et calculables localement, alors qu'il est surtout question dans notre étude de s'intéresser aux phénomènes stochastiques.

Il n'est pas question d'étudier ces mesures particulières qui pourraient biaiser l'interprétation de nos études statistiques. Notons par ailleurs que l'élimination de ces données aux instants de levers et couchers de Soleil aura une conséquence énergétique très limitée, ces heures étant faiblement énergétiques et présentant un intérêt limité pour le producteur et le distributeur d'électricité. Il s'agit donc, pour s'affranchir de ces effets, de délimiter un intervalle énergétique englobant les mesures non biaisées par les deux phénomènes. On peut envisager trois définitions de cet intervalle :

- un intervalle de temps où les données conservées seraient mesurées entre deux heures (TSV) ;
- un intervalle de temps pour lequel l'élévation du Soleil est supérieure à un seuil ;
- un intervalle de temps pour lequel un ratio constant entre énergie totale de la journée et énergie de l'intervalle de temps est conservé.

Remarquons qu'il est nécessaire que l'intervalle énergétique soit symétrique par rapport à midi, le principe étant d'éliminer les données aux heures extrêmes de façon symétrique.

Nous allons dans cette section discuter des modes de définition de l'intervalle énergétique afin de sélectionner la définition adéquate. Cette discussion se fera sur la base de l'interprétation des valeurs du ratio énergétique R qui représente l'irradiation de l'intervalle $H_{\text{intervalle, Cls}}$ normalisée par l'irradiation totale $H_{\text{jour, Cls}}$ de la journée, en conditions de ciel clair :

$$R = 100 \cdot \frac{H_{\text{intervalle, Cls}}}{H_{\text{jour, Cls}}} = 100 \cdot \frac{\int_{h_{\text{lim}_r}}^{h_{\text{lim}_s}} G_{\text{Cls}}(t) dt}{\int_{h_r}^{h_s} G_{\text{Cls}}(t) dt} \quad (\text{III.1})$$

Les bornes d'intégration h_{lim_r} , h_{lim_s} étant respectivement les heures limites du matin et du soir de l'intervalle énergétique, h_r et h_s désignant les heures théoriques de levers et de couchers de Soleil sans prise en compte du masque, définies comme étant les heures pour lesquelles l'élévation du Soleil est supérieure à $0,833^\circ$ (Reda et Andreas, 2004).

Nous testerons l'efficacité des intervalles énergétiques générés en soumettant les mesures conservées à un masque synthétique composé des masques des 8 sites étudiés. Nous vérifierons ainsi pour chaque intervalle énergétique considéré s'il persiste des mesures masquées.

1.2.1 Intervalle de temps centré sur 12 h 00 TSV

Il s'agit de considérer les heures limites $h_{lim,r}$ et $h_{lim,s}$ fixes, indépendantes de l'élévation du Soleil et de l'énergie de l'intervalle. Par exemple [Voyant \(2011\)](#) limite ses études selon ce type d'intervalles, ne considérant que les mesures entre 8 h et 16 h TSV, justifiant ce choix par le fait qu'en dehors de cette plage horaire le rayonnement est trop faiblement énergétique et peut être biaisé par le masque.

L'intervalle défini de cette façon pose cependant deux problèmes : tout d'abord le choix des heures est délicat et arbitraire. Ensuite un intervalle horaire rigide risque s'il n'est pas assez resserré de ne pas éliminer les données extrêmes de journées courtes d'hiver et donc de ne pas jouer son rôle, ou *a contrario*, si l'intervalle est trop étroit, un nombre trop important de données sera éliminé, particulièrement pour des journées plus longues (Fig.III.5).

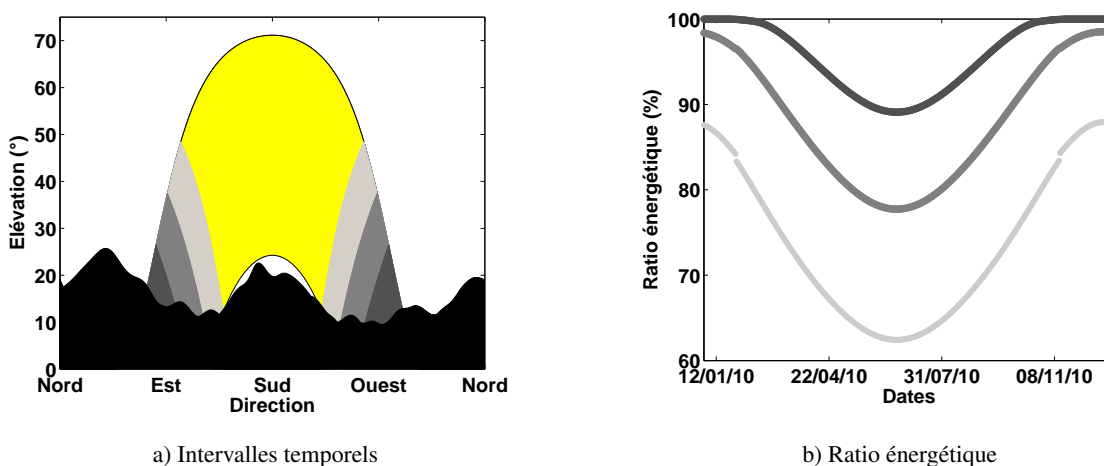


FIGURE III.5 – Définition de l'intervalle énergétique : intervalles temporels et conséquences sur le ratio énergétique (du plus clair au plus foncé : 9 h - 15 h, 8 h - 16 h et 7 h - 17 h)

Ainsi, si on considère un intervalle de temps entre 7 h et 17 h (Fig.III.5.a), le ratio énergétique reste à 100 % en début et fin d'année, montrant qu'aucune donnée n'est éliminée pour ces jours là (Fig.III.5.b). Cet intervalle est donc trop large pour filtrer les mesures de début et fin de journées d'hiver.

En resserrant l'intervalle entre 8 h et 16 h, il existe un très léger filtrage de données aux heures extrêmes des journées d'hiver, R baissant à 90 - 99 % tandis que le filtrage est déjà important l'été puisque R atteint 80 % pour les journées d'été (Fig.III.5.b). Cet intervalle reste cependant trop large : on peut observer que les mesures atténuées par la présence d'horizons ne sont pas encore totalement éliminées (Fig.III.5.a).

Enfin, délimitant l'intervalle aux heures situées entre 9 h et 15 h, le filtrage joue pleinement son rôle en été comme en hiver, puisque les mesures de rayonnement masqué sont systématiquement éliminées (Fig.III.5.a). On peut cependant regretter que seuls 73,95 % de l'énergie totale de l'année seront conservés et qu'une grosse partie des mesures, représentant jusqu'à 40 % de l'énergie des journées d'été (Fig.III.5.b), ne soit pas étudiée.

Par ailleurs, le déséquilibre du filtrage, entre élimination massive de mesures l'été et filtrage plus raisonnable l'hiver, a pour conséquence d'altérer le poids des événements estivaux par rapport aux événements hivernaux dans les études statistiques à venir. On peut donc douter de la pertinence d'une telle délimitation de l'intervalle.

1.2.2 Élévation du Soleil supérieure à un seuil

Certaines études de la radiation solaire ne tiennent pas compte des données en deçà d'une certaine élévation du Soleil afin de d'éviter des valeurs trop incertaines. Ainsi [Notton et al. \(2004\)](#) évalue les performances de modèles de décomposition du rayonnement global en ses composantes directes et diffuses, éliminant ou non les données correspondant à $\alpha_{\text{soleil}} < 5^\circ$. De la même façon [Evseev et Kudish \(2009\)](#) intègrent aux filtres de contrôle de qualité de ces données d'irradiations la condition $\alpha_{\text{soleil}} > 5^\circ$.

La valeur de ce seuil est très discutable car semble arbitraire, ne tenant compte d'aucune réalité physique. Il est cependant possible d'établir ce seuil à partir de valeurs de la masse d'air optique m_a ([Kasten et Young, 1989](#)) et donc choisir un seuil lié à l'épaisseur de l'atmosphère qui aurait plus de réalité physique.

De façon plus pragmatique, le choix de l'angle d'élévation « limite » peut se faire en fonction de l'élévation maximale de l'horizon masquant les mesures ([Fig.III.6.a](#)).

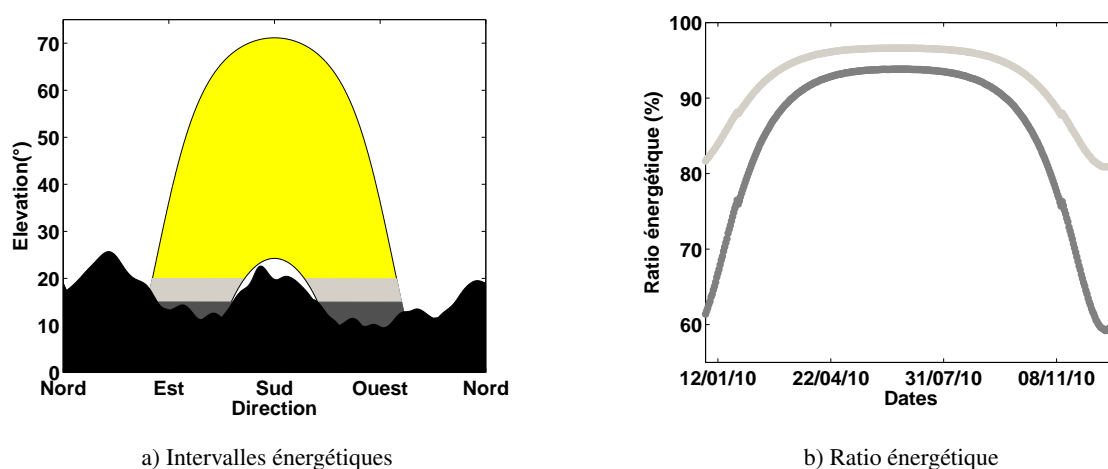


FIGURE III.6 – Définition de l'intervalle énergétique : intervalle pour lequel $\alpha_{\text{soleil}} > \alpha_{\text{ref}}$ et conséquences sur le ratio énergétique ($\alpha_{\text{soleil}} > 20^\circ$ en gris clair et $\alpha_{\text{soleil}} > 15^\circ$ en gris foncé)

Cette solution a l'inconvénient d'éliminer une grande partie des données pour des journées pendant lesquelles le Soleil reste bas, et filtre beaucoup moins de mesures lors des journées pendant lesquelles le Soleil s'élève plus. Ainsi, si l'on conserve les mesures correspondant à une élévation du Soleil supérieure à 15° , jusqu'à 20 % de l'énergie d'une journée sont éliminés en hiver pour seulement 5 % en été ([Fig.III.6.b](#)), alors que le filtrage n'élimine pas l'ensemble des données masquées ([Fig.III.6.a](#)). Afin d'éliminer l'ensemble des mesures masquées, il est indispensable de relever l'élévation limite à 20° . Dans ce cas, 82,80 % de l'énergie annuelle sont conservés mais jusqu'à 40 % de l'énergie des journées d'hiver sont filtrés pour seulement 8

% en été (Fig.III.6.b). On diminue donc drastiquement l'échantillon d'hiver sans supprimer beaucoup de données l'été. Ainsi de la même façon que lorsqu'on délimite l'intervalle par des heures centrées sur midi, les poids des différentes périodes de l'année sont déséquilibrés dans les études statistiques.

1.2.3 Ratio énergétique R constant

Cette dernière méthode permet de supprimer les données extrêmes des journées dans les mêmes proportions quelque soit la période de l'année, respectant ainsi les poids statistiques de chaque journée. Cette méthode permet par ailleurs de limiter le nombre de données éliminées. Ainsi, les mesures masquées sont totalement éliminées en conservant 80 % de l'énergie de chaque journée de l'année (Fig.III.7), alors qu'avec les autres méthodes, jusqu'à 40 % de l'énergie de certaines journées devaient être éliminés pour obtenir ce résultat. La difficulté de cette méthode réside cependant dans la détermination des heures limites de l'intervalle.

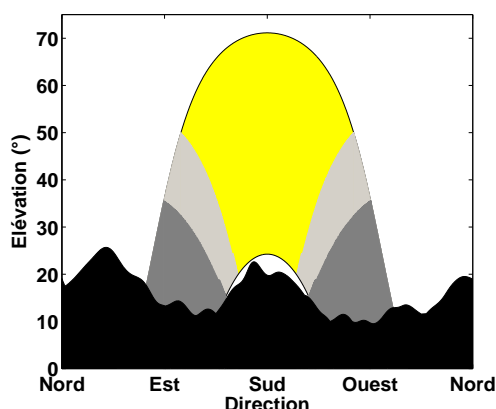


FIGURE III.7 – Définition de l'intervalle énergétique : délimitation à un intervalle pour lequel R est constant (du plus clair au plus foncé : $R = 60\%$ et $R = 80\%$)

1.2.4 Conclusion

La définition d'un intervalle d'étude des données est nécessaire afin de s'affranchir des données de début et de fin de journée polluées par des événements non météorologiques et dont l'intérêt est énergétiquement limité. Les intervalles tels qu'ils sont délimités dans la littérature sont inadéquates car éliminant trop ou trop peu de données selon la période de l'année, créant des déséquilibres dans la distribution de l'échantillon d'étude.

Il a par conséquent été décidé dans cette étude de considérer les intervalles de temps conservant le ratio quotidien entre énergie de l'intervalle et l'énergie totale constant à 80 %. L'intervalle ainsi défini permet d'obtenir un échantillon de données équilibré, tout en éliminant les données inutilisables.

1.3 Corrélations intersites

Les corrélations intersites 2 à 2 ont été calculées pour l'ensemble des sites présentant plus de 350 jours de mesures. Ces comparaisons ont été *a fortiori* réalisées sur une même période de 152 jours : la période de recouvrement. Si on veut agrandir l'échantillon, il faut éliminer les sites limitant. Sur l'ensemble de ces sites (Fig.III.3), les corrélations intersites ne dépassent pas 0,8 (Tab.III.3).

N° de station	1	3	4	7	8	9	10	11
1		0,679	0,699	0,706	0,631	0,643	0,621	0,651
3	0,679		0,712	0,661	0,756	0,664	0,725	0,725
4	0,699	0,712		0,727	0,709	0,702	0,694	0,733
7	0,706	0,661	0,727		0,672	0,714	0,659	0,712
8	0,631	0,756	0,709	0,672		0,701	0,799	0,776
9	0,643	0,664	0,702	0,714	0,701		0,689	0,743
10	0,621	0,725	0,694	0,659	0,799	0,689		0,777
11	0,651	0,725	0,733	0,712	0,776	0,743	0,777	

TABLE III.3 – Coefficients de corrélation pour 152 jours communs aux stations ayant plus de 350 jours de mesures

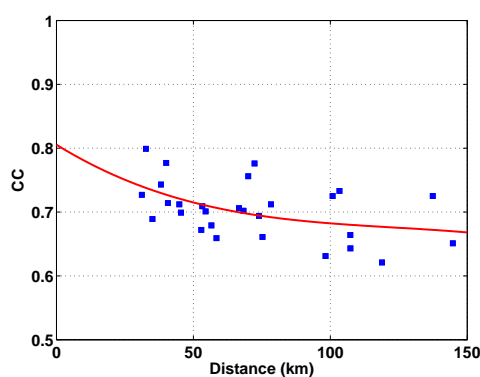


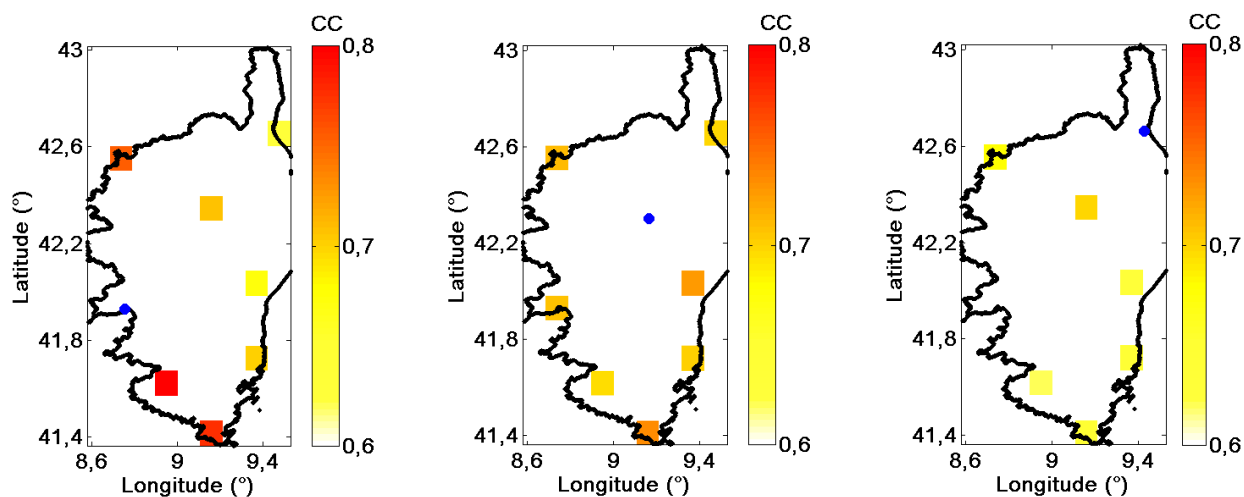
FIGURE III.8 – Variogramme (Courbe d'ajustement : RMSE = 0.0381)

Les sites ne sont donc que relativement corrélés. On peut déduire conséquemment qu'il existe des déphasages entre variations d'un site à l'autre, ce qui laisse présager de phénomènes de compensations intersites des variations et donc de foisonnement géographique.

Le variogramme résultant de ces coefficients de corrélation montre que ceux-ci diminuent sensiblement lorsque la distance entre stations augmente (Fig.III.8). On peut cependant remarquer qu'ils restent au-delà de 0,62, même pour des stations éloignées de plus de 140 km.

Par ailleurs, la distribution géographique des coefficients de corrélation entre les mesures réalisées à Ajaccio, Corte et Lucciana et les autres stations montre aussi la ligne de démarcation nord-ouest - sud-est (Fig.III.9). On observe en effet que les données les plus corrélées avec les mesures obtenues à Ajaccio se situent sur la côte ouest (Fig.III.9.a) tandis que l'ensemble des stations présente des corrélations comparables

avec les mesures de Corte (Fig.III.9.b) et Lucciana (Fig.III.9.c).



a) CC entre les mesures à Ajaccio et celles des autres sites

b) CC entre les mesures à Corte et celles des autres sites

c) CC entre les mesures à Lucciana et celles des autres sites

FIGURE III.9 – Coefficients de corrélation intersites des mesures d’irradiances solaires

Chapitre 2

Classification des fluctuations de la ressource

L'ensemble de données disponibles dans le cadre de cette étude est très important. Un tel échantillon est difficile à caractériser, étudier et utiliser de telle sorte qu'une méthode typologique a été développée afin d'en faciliter l'usage. Le but est de réduire les séries temporelles observées en des successions d'intervalles typiques dont les caractéristiques sont connues.

2.1 État de l'art

La classification typologique des journées ou des instants d'ensoleillement demeure une thématique d'actualité que l'on retrouve :

- à l'occasion du traitement d'images satellites où une différenciation est faite entre instants de ciel clair, instants de ciel partiellement ennuagé ou complètement couvert, chacune de ces configurations ayant son modèle propre (Rigollier et al., 2004 ; Mefti et al., 2008) ;
- pour l'application de modèles de décomposition de rayonnement global en rayonnements directs et diffus (Notton et al., 2004) ou l'application de modèles de calculs de rayonnement sur plan incliné ;
- pour l'utilisation indirecte de mesures d'irradiations au sol afin d'étudier le comportement de systèmes énergétiques solaires.

Les indices permettant de quantifier la clarté du ciel à un instant donné, tels que l'indice de clarté k_t , l'indice de clarté relativisé par la masse d'air optique k'_t , ou l'indice de ciel clair k_{Cl_s} informent sur l'ennuagement. La segmentation de l'intervalle de définition de ces indices en deux à trois intervalles donne lieu à premier type de classification. Ainsi par exemple, De Miguel et al. (2001) considèrent K_t la valeur moyenne journalière de k_t pour décrire l'état du ciel de chaque jour selon le système :

$$\left\{ \begin{array}{ll} \text{Ciel couvert} & K_t \leq 0,13 \\ \text{Ciel partiellement couvert} & 0,13 < K_t \leq 0,80 \\ \text{Ciel clair} & K_t > 0,80 \end{array} \right. \quad (\text{III.2})$$

Il existe dans la littérature de nombreuses segmentations de valeurs de K_t qui ont abouti à différentes classifications (Rigollier et al., 2004 ; Mefti et al., 2008 ; Notton et al., 2004 ; Li et Lam, 2001 ; De Miguel et al., 2001).

Cette première méthode de classification à l'intérêt d'être simple mais présente le désavantage d'être statique : les variations et donc la dynamique nuageuse sont lissées par la moyenne et ne peuvent donc pas être prises en compte. Conséquemment, une journée fortement variable peut présenter le même indice de clarté moyen qu'une journée invariablement couverte.

Muselli et al. (2000) ont utilisé un ensemble de paramètres discriminants dérivés des valeurs de k_t horaires et journaliers afin de caractériser 3 types de journée, utilisant la méthode de classification de Ward. La dynamique journalière de l'ensoleillement a alors été prise en compte par un paramètre intitulé « intégrale du carré de la dérivé seconde de l'indice de clarté horaire » défini par la relation

$$S_2 = \sum_h [k_t(h+2) - 2 \times k_t(h+1) + k_t(h)]^2 \quad (\text{III.3})$$

D'autres méthodes typologiques permettent de tenir compte de la dynamique des passages nuageux : la segmentation de l'indice de clarté moyen est complétée par la segmentation des grandeurs mathématiques quantifiant la rugosité du signal telle que la dimension fractale (Maafi et Harrouni, 2003) ou les coefficients de Dirichlet (Soubdhan et al., 2009) voire les coefficients de décomposition en ondelettes (Woyte et al., 2007). Ces nouvelles méthodes, moins triviales et plus satisfaisantes présentent néanmoins la limite de classer des journées dans leur ensemble en moyennant les indicateurs, alors qu'une même journée peut connaître plusieurs régimes de temps. Une fois encore, les caractéristiques de chaque régime se trouvent lissées et atténuées et corollaire, des journées tout à fait différentes peuvent présenter les mêmes caractéristiques moyennes et donc être classées de la même façon. Ainsi, les catégories présentent un grand nombre de profils très différents.

Ces méthodes de typologies ne permettent donc pas au gestionnaire de réseau d'anticiper les conditions de production puisque la connaissance de la catégorie de la journée à venir ne permet aucunement d'en connaître le profil d'ensoleillement. Il semble donc opportun de considérer une journée comme la succession de régimes d'ensoleillement qui eux peuvent faire l'objet d'une classification.

2.2 Méthodologie

Les régimes d'ensoleillement se distinguent les uns des autres en particulier par la forme des variations d'irradiances observées, que l'on peut caractériser par deux critères : leur durée et leur amplitude. Le but de ce travail est de mettre en place une méthode de classification de ces régimes selon ces caractéristiques.

2.2.1 Échelles de variations

Les échelles de variations désignent les durées des intervalles de temps pour lesquelles sont calculées les variations. Il s'agit des dt pour lesquels on calcule la fonction :

$$dG(t) = f(G(t), G(t - dt)) \quad (\text{III.4})$$

f désignant une fonction de calculs de variations relatives. Deux méthodes de calculs de ces taux ont été envisagées :

- la première méthode consiste à calculer la variation relative entre deux instants successifs séparés d'un temps dt , sans considérer les variations existant dans l'intervalle $[t - dt, t]$, suivant la relation :

$$dG(t) = \left| \frac{G(t) - G(t - dt)}{G(t - dt)} \right| \quad (\text{III.5})$$

- La seconde méthode consiste à calculer la différence relative entre le maximum et le minimum de rayonnement mesurés au sein de l'intervalle $[t - dt, t]$ ramenée à la moyenne du rayonnement de l'intervalle considéré $\bar{G}(\tau)_{\tau \in [t-dt, t]}$:

$$dG(t) = \frac{\max(G(\tau))_{\tau \in [t-dt, t]} - \min(G(\tau))_{\tau \in [t-dt, t]}}{\bar{G}(\tau)_{\tau \in [t-dt, t]}} \quad (\text{III.6})$$

Le calcul de variations relatives selon l'équation III.5 réalise la différence entre les deux valeurs extrêmes d'un intervalle de temps donné $[t - dt, t]$ sans se soucier des variations qu'il existe au sein même de cet intervalle, au risque de perdre de l'information, particulièrement lorsqu'on considère un intervalle long. La perte d'information est cependant atténuée par le fait qu'on considère des intervalles de temps glissants qui permettent d'observer de façon presque exhaustive les variations (Fig.III.10).

D'un autre côté, considérer le minimum et le maximum de rayonnement d'un intervalle peut avoir pour conséquence de présenter des variations persistantes et donc décalées par rapport aux variations observables, particulièrement lorsque des intervalles relativement longs sont considérés (Fig.III.10.d et III.10.c). Ceci est dû au fait que des valeurs de rayonnement global élevées et basses peuvent demeurer respectivement le maximum et le minimum de plusieurs intervalles encastrés. Une fois relativisées par la moyenne de G de chaque intervalle, leurs variations relatives restent très proches.

Notons enfin que les deux modes de calculs donnent des résultats de plus en plus proches lorsque dt est petit. Ainsi, les variations mesurées sont quasiment équivalentes lorsque $dt = 60$ s (Fig.III.10.b) et similaires pour $dt = 1$ s (Fig.III.10.a).

2.2.2 Catégories de variations

Les échelles de variations permettent de discriminer différentes dynamiques de variations. En effet, des variations trop lentes pour être perceptibles pour une certaine valeur de dt peuvent être perçues pour des

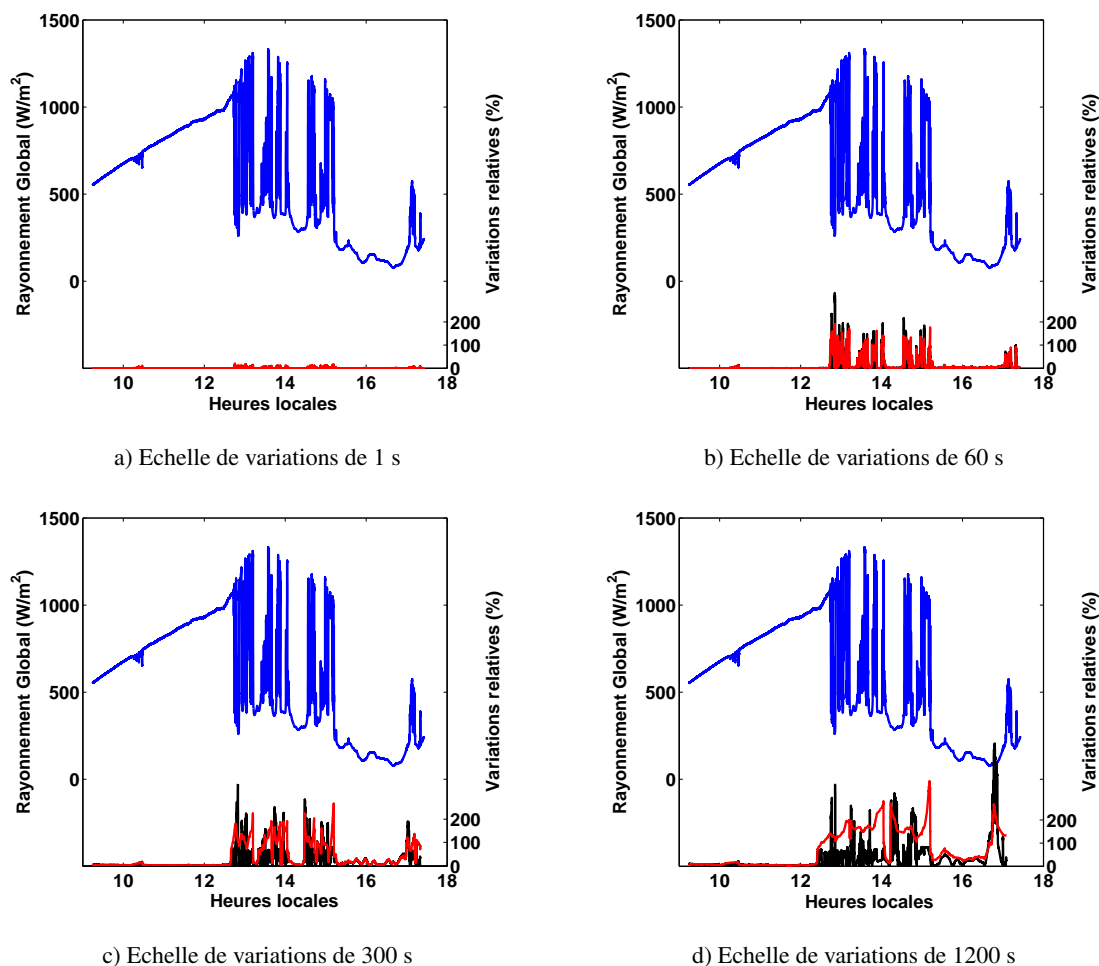


FIGURE III.10 – Rayonnement global horizontal à 1 Hz (en bleu) et les deux modes de calculs des variations, taux de variations (noir) et différence entre le minimum et le maximum d’un intervalle donné (rouge) (Données de rayonnement à Corte, le 24 mai 2010)

valeurs supérieures.

Sur une journée quelconque, relevant les points dont la variation est supérieure à 10 %, on peut observer que quatre groupes de points considérés discontinus et relativement courts sont relevés par une échelle de variations $dt = 1$ s, correspondant aux moments où le signal est particulièrement haché (Fig.III.11). Un plus grand nombre de points est identifié lorsqu’on considère $dt = 300$ s, on peut en effet constater que les variations à basse fréquence qui ont lieu entre 15 h 15’ et 17 h sont partiellement considérées (Fig.III.11). Enfin, presque tous les points entre 12 h 45 et 17 h 20 sont relevés lorsque $dt = 1200$ s est utilisé. Les échelles de variations rendent donc compte, voire quantifie l’intensité de la variabilité suivant la règle selon laquelle plus le pas dt à partir duquel les variations sont perceptibles est petit, plus ces variations sont fortes et resserrées.

Une typologie peut donc être construite sur la base d’échelles de variations selon la procédure suivante : considérant les échelles retenues, il s’agira de calculer et de comparer les variations à un seuil de variabilité. Les variations supérieures à ce seuil intégreront la classe équivalente, pouvant être définie de façon

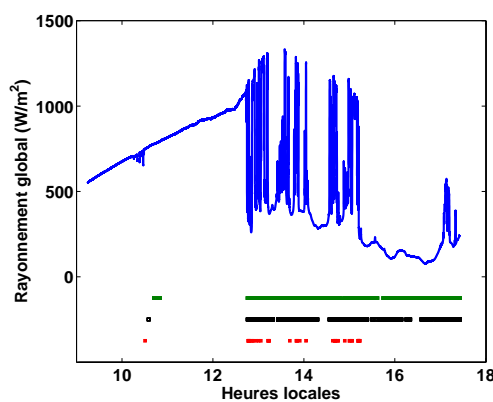


FIGURE III.11 – Variations repérées pour différentes échelles de variations dt : en rouge $dt = 1$ s, en noir $dt = 300$ s et en vert $dt = 1200$ s (Données de rayonnement à Corte, le 24 mai 2010)

sémantique comme la classe des « variations perceptibles à telle échelle ». Deux échelles de variations distinctes dt_1 et dt_2 induisent ainsi trois classifications, en comptant la classe des variations quasi-nulles. Il convient de sélectionner des échelles éloignées de plusieurs ordres de grandeur, afin de classer des profils de variations tout à fait différents.

Parmi les deux modes de calculs de variations présentés dans la section 2.2.1, le second semble inadapté à cette méthode typologique. Nous pouvons en effet anticiper le fait que le phénomène de persistance des variations lié à ce mode de calculs sera problématique puisqu'il aura pour conséquence d'intégrer à des classes variables des points dont le rayonnement ne varie pas forcément. Ainsi le premier mode de calculs, suivant l'équation III.5 dans un intervalle glissant, semble présenter moins d'inconvénients pour notre méthode de typologie. Il sera donc préféré dans la suite de cette étude.

2.2.3 Délimitation d'intervalles

Dans une large majorité de cas, au sein d'un régime nuageux même très dynamique, les variations dépassent ponctuellement le seuil fixé. La condition de classement génère alors un très grand nombre d'instantants de différentes classes se succédant rapidement. D'un autre côté, une variation isolée et ponctuelle résultant d'une ombre passagère par exemple, peut générer un micro intervalle isolé. Il semble donc indispensable de regrouper ces micros intervalles dans des intervalles plus importants. La définition de critères de regroupement est donc nécessaire afin de limiter le nombre d'entités, tout en respectant la similarité des profils des variations regroupées.

Deux seuils ont été introduits dans cette optique. Le premier seuil représente une durée maximale entre deux variations pour que celles-ci soient regroupées dans le même intervalle : c'est le seuil intra-intervalles. L'autre seuil est assimilable à une durée minimale des intervalles : il s'agit du seuil inter-intervalles. L'utilisation de ces deux seuils donne naissance à une procédure séquentielle de détermination des intervalles suivant trois étapes non commutatives (Fig.III.12) :

1. les instants d'instabilité sont repérés comme étant les instants pour lesquels les variations dépassent

le seuil de variabilité ;

2. les instants entre deux variations séparées du temps inférieur au seuil intra-intervalles sont considérés variables à leur tour : c'est l'étape de regroupement intra-intervalle, ou d'homogénéisation ;
3. les intervalles trop courts intègrent les intervalles adjacents : c'est l'étape de regroupement inter-intervalle.

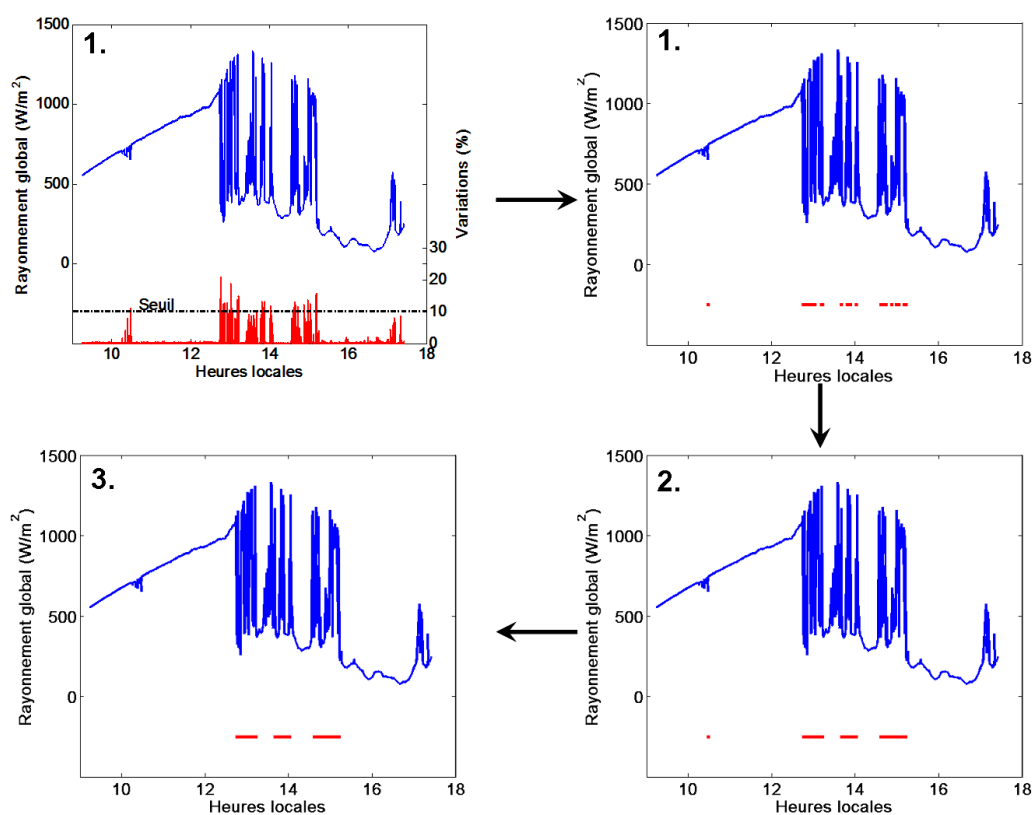


FIGURE III.12 – Synopsis de la méthode : **1.** repérage des variations (seuil de variabilité = 0,1) ; **2.** regroupement intra-intervalles (seuil intra-intervalles = 900 s) et **3.** regroupement inter-intervalles (seuil inter-intervalles = 900 s) (Données de rayonnement à Corte, le 24 mai 2010)

Dans le cas où les intervalles adjacents à l'intervalle étudié sont de classes différentes, le regroupement inter-intervalles se fait sous conditions : si l'intervalle en question est de classe maximale, il sera concaténé à l'intervalle de classe inférieure la plus proche, sinon il intégrera automatiquement l'intervalle de classe supérieure la plus proche. Ces conditions sont cohérentes si l'on se resitue dans le contexte : dans la plupart des cas, du point du gestionnaire de réseau, il convient de se placer dans le cas le moins favorable pour limiter les risques et donc de surclasser les événements marginaux. Cependant, dans le premier cas où le sur-classement est impossible, on considère que la marginalité ou la courte durée des fluctuations prend le dessus sur leur intensité, elle est déclassée.

2.2.4 Détermination des seuils

La mise en place de notre méthode de classification ainsi que la définition d'intervalles de variabilité et des régimes d'ensoleillement nécessitent la détermination de quatre paramètres spécifiques :

1. un seuil de variabilité S_{var} au-delà duquel on considèrera qu'il y a instabilité ;
2. les valeurs des échelles de variations dt permettant la discrimination des différents régimes d'ensoleillement ;
3. des seuils de regroupement intra- et inter- intervalle, notés respectivement S_{intra} et S_{inter} , qui permettent de déterminer les limites des différents intervalles.

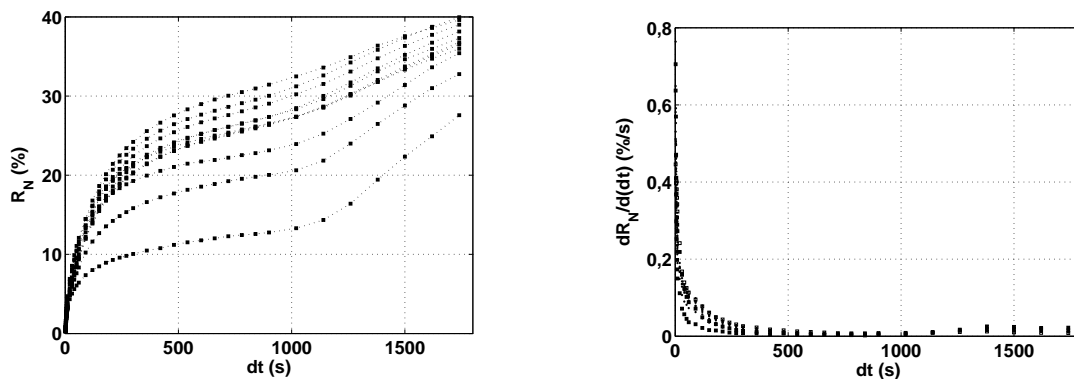
Si la détermination de ces paramètres est une tâche sensible tant elle aura d'impact sur les intervalles et classes calculés, elle demeure aussi compliquée par le manque de critères objectifs justifiant les choix des valeurs.

Le seuil de variabilité a été défini par le gestionnaire de réseau, EDF en l'occurrence, qui estime une variation importante lorsque celle-ci dépasse 10 % du rayonnement en 5 minutes. Nous avons alors pris le parti de généraliser ces 10 % pour l'ensemble des échelles de variabilité considérées.

Les échelles de variabilité dt ont pour rôle de discriminer les variations dont les caractéristiques diffèrent. Il convient d'utiliser des échelles de variations d'ordres de grandeur suffisamment éloignés afin de discriminer différentes dynamiques de variations. Celles de l'ordre de quelques secondes permettent de repérer des variations profondes et très resserrées tandis que celles de quelques minutes révèlent, en plus des variations intenses, des variations plus lentes et moins profondes.

Afin de déterminer plus précisément les échelles de variations adéquates, considérons le ratio $R_N = 100 \cdot N_{\text{instables}} / N_{\text{mesures}}$ entre le nombre de points considérés instables $N_{\text{instables}}$ ramené au nombre de points total de mesures N_{mesures} . R_N permet de quantifier les intervalles et leurs tailles. Il augmente en même temps que l'échelle de variations dt considérée (Fig.III.13.a) : des échelles importantes permettent en effet de repérer des variations lentes en plus des variations repérées par des échelles plus petites. Ainsi plus l'échelle de variations sera grande, plus il y aura de points considérés instables.

Nous pouvons par ailleurs remarquer que le ratio R_N augmente rapidement avec dt jusqu'à une inflexion des courbes, R_N augmente plus lentement au-delà de $dt = 300$ s (Fig.III.13). Ainsi, les points instables pour $dt = 1$ s sont beaucoup moins nombreux et reflètent des variations très différentes que les points instables révélés par $dt = 300$ s. Les mêmes points sont considérés instables lorsqu'on considère $dt > 300$ s que pour $dt = 300$ s. Enfin, les variations supplémentaires repérées pour $dt > 1200$ s ne sont-elles pas forcément liées à des instabilités météorologiques, mais peuvent résulter de l'évolution du rayonnement solaire en conditions de ciel clair. Il semble donc opportun de considérer deux échelles de variations : $dt_1 = 1$ s et $dt_2 = 300$ s aboutissant à une partition en trois classes :



a) R_N en fonction de dt pour les 11 sites de mesures (de bas en haut : Cargèse, Oletta, Piana, Calvi, Corte, Ajaccio, Bonifacio, Sainte-Lucie, Ghisonaccia, Propriano et Lucciana)

b) Taux de variations de R_N par rapport à dt : $dR_N/d(dt)$ en fonction de dt

FIGURE III.13 – Evolution de R_N en fonction de l'échelle de variations considérée pour les 11 sites de mesures

- **Classe 0 (notée C_0), très peu de variations** : les variations ne sont perceptibles ni pour $dt = 1$ s, ni pour $dt = 300$ s ;
- **Classe 1 (C_1), variations lentes et peu profondes** : les variations ne sont perceptibles que pour $dt = 300$ s ;
- **Classe 2 (C_2), variations resserrées et profondes** : les variations sont perceptibles pour $dt = 1$ s et $dt = 300$ s.

Les seuils de regroupement inter- et intra-intervalles ont des rôles équivalents : le seuil de regroupement intra-intervalles peut être interprété comme un intervalle de temps maximal entre deux variations, et donc la taille minimale des intervalles non variables, tandis que le seuil de regroupement inter-intervalles désigne une taille minimale des intervalles variables. Ces seuils représentent donc des tailles minimales d'intervalles, variables ou non, c'est pourquoi il semble cohérent de considérer des valeurs identiques pour ces deux seuils.

La figure III.14 présente les intervalles délimités pour différentes valeurs de seuils de regroupement. On peut constater qu'ils ont un impact important sur la délimitation des intervalles tant les configurations diffèrent lorsqu'on fixe $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 1$ s, $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 300$ s, $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 900$ s ou $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 1800$ s.

Comme anticipé précédemment, on observe que sans regroupement (pour $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 1$ s) il existe une multitude de petits intervalles discontinus (Fig. III.14.a).

Ensuite, ces seuils permettent d'éliminer les variations trop marginales. On peut ainsi constater que les points instables classés C_1 observés entre 10 h 28' 12" et 10 h 33' 00" (Fig. III.14.a) intègrent dans tous les cas étudiés l'intervalle de classe C_0 lors du regroupement (Fig. III.14.b, III.14.c et III.14.d). Les intervalles générés par les instabilités repérées à ces instants ne dépassant S_{inter} , ces points ne peuvent selon

nos conditions constituer un intervalle et sont donc déclassés.

Par ailleurs, ces seuils sont à l'origine de restructurations profondes des intervalles de variations. Ainsi,

- les points classés C_2 entre 13 h 40' et 14 h avant regroupement sont trop espacés pour être regroupés et constituer un intervalle lorsque $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 300$ s, ils sont dans ce cas déclassés (Fig.III.14.b). Au contraire, ces points sont regroupés et constituent un intervalle de classe C_2 pour $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 900$ s (Fig.III.14.c). Enfin, ils intègrent l'intervalle de classe C_2 défini par les points instables entre 12 h 25' et 13 h 12' pour $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 1800$ s (Fig.III.14.d).
- Les points de classe C_2 entre 14 h 36' 35" et 14 h 43' 12" constituent un intervalle de classe C_2 lorsque $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 300$ s, les points suivants étant trop espacés pour l'intégrer. Ces points intègrent cet intervalle lorsque $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 900$ s et $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 1800$ s.

14 intervalles sont définis pour $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 300$ s (Fig. III.14.b), 6 d'entre eux durant moins de 15 minutes. On dénombre ensuite 8 intervalles pour $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 900$ s (Fig. III.14.c) et 5 intervalles pour des seuils de regroupement de 1800 s (Fig.III.14.d). On ne peut d'ailleurs pas anticiper que N intervalles dont M intervalles de moins de 15 minutes pour $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 300$ s donneront $N - M$ intervalles lorsque $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 900$ s.

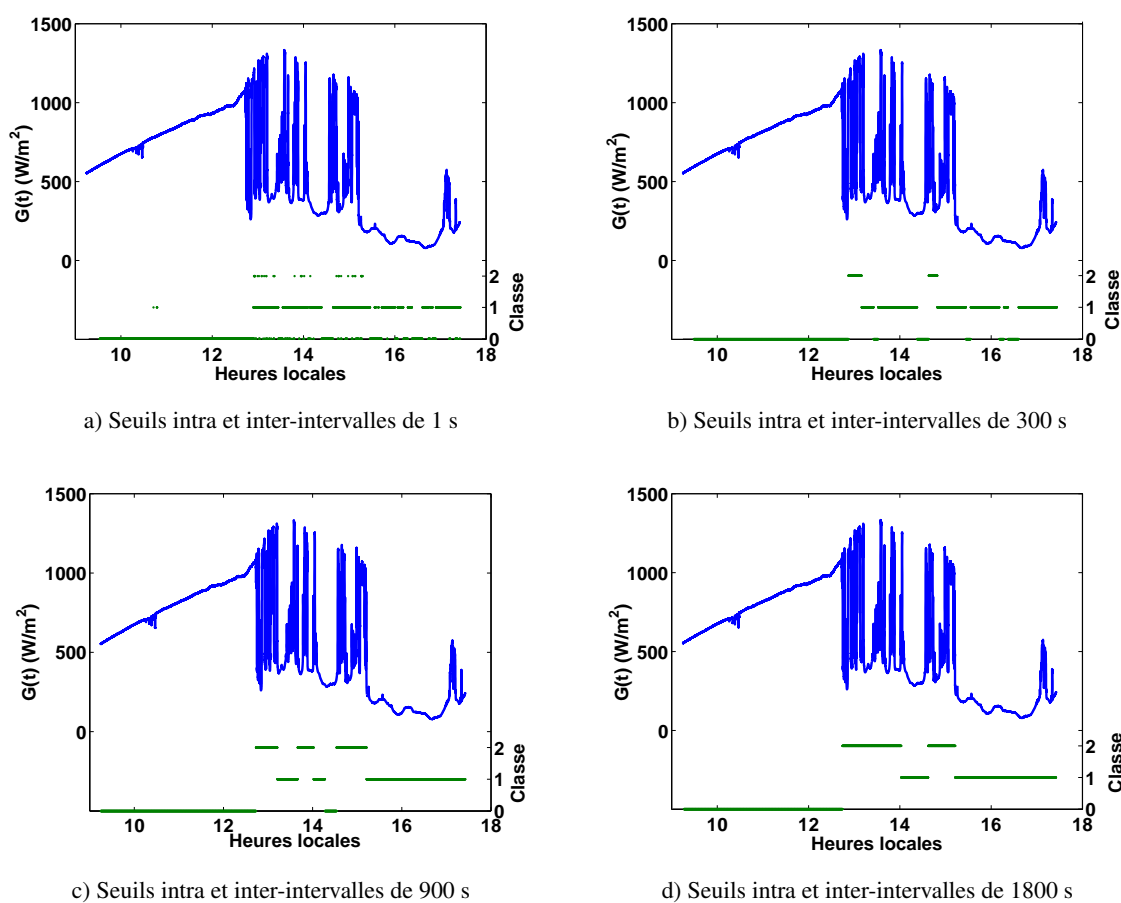


FIGURE III.14 – Intervalles repérés pour un seuil de variations de 10 %, $dt_1 = 1$ s et $dt_1 = 300$ s et différentes valeurs de seuils intra et inter-intervalles

Aucun critère objectif n'a été trouvé pour la détermination de ces seuils, c'est pourquoi deux solutions ont été envisagées :

- soit un ensemble de valeurs possibles de seuils est considéré puis une partition floue est construite. Une variation peut alors intégrer une classe pour certaines valeurs de ces seuils et intégrer une autre classe pour d'autres valeurs. On définira alors un degré d'appartenance des variations aux différentes classes ;
- soit ces valeurs de seuils sont déterminées en fonction de l'application que l'on veut faire des intervalles et de la résolution temporelle nécessaire à cette application. Plus la valeur des seuils est petite, plus les journées seront segmentées et plus petits seront les intervalles obtenus (Fig.III.14).

Nous opérerons par la suite un choix de ces seuils en fonction de l'application envisagée et des besoins en termes de résolution temporelle, la classification floue n'ayant été que peu développée dans cette thèse.

2.3 Caractérisation des fluctuations des différents sites

La méthode de classification de l'intermittence de la ressource solaire étant mise en place et discutée, nous allons maintenant caractériser les fluctuations des 8 sites présentant plus de 350 jours de données. Cette étude comparative se focalisera sur les seuls 152 jours de recouvrement des dates de mesures de ces sites. Nous considérons par ailleurs un seuil de variabilité $S_{\text{var}} = 10 \%$, deux échelles de variations $dt_1 = 1 \text{ s}$ et $dt_2 = 300 \text{ s}$ permettant les trois classes définies dans la section 2.2.4 Enfin nous avons choisi $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 900 \text{ s}$, permettant à la fois d'avoir une bonne résolution temporelle dans la délimitation des intervalles sans pour autant définir un trop grand nombre d'intervalles.

2.3.1 Caractérisation météorologique des sites étudiés

Les chiffres de cette étude comparative des intervalles classés et les poids de chaque classe C_i selon les sites sont exposés en termes de nombres $P_N(C_i)$ et de durées cumulées de ces intervalles $P_T(C_i)$ (Fig.III.15). Ces derniers poids sont obtenus en évaluant les nombres de mesures rangées dans chacune des classes ramenés aux nombres de mesures de l'échantillon, représentant les temps cumulés de chaque classe sur le temps de mesures total.

On peut tout d'abord constater que $P_T(C_0) > P_N(C_0)$ pour l'ensemble des stations et $P_T(C_1) > P_N(C_1)$ pour tous les sites sauf à Ajaccio et Bonifacio. Ceci montre que les intervalles de classes C_0 et C_1 ont tendance à être relativement longs : par exemple, 50 % des intervalles classés C_0 à Propriano représentent 53,7 % du temps de mesures ou 36,3 % des intervalles classés C_1 à Ghisonaccia durent 39,7 % du temps. Au contraire, $P_N(C_2) > P_T(C_2)$ montrant que les intervalles de classe C_2 ont tendance à être courts. On remarque en effet qu'à Lucciana par exemple, 10,9 % des intervalles représentent 6,13 % du temps de mesures.

Par ailleurs, on dénombre entre 697 intervalles classés à Ajaccio et 909 intervalles à Propriano, représentant respectivement 4,6 et 6 intervalles par jour en moyenne sur les 152 jours de l'échantillon (Tab.III.4).

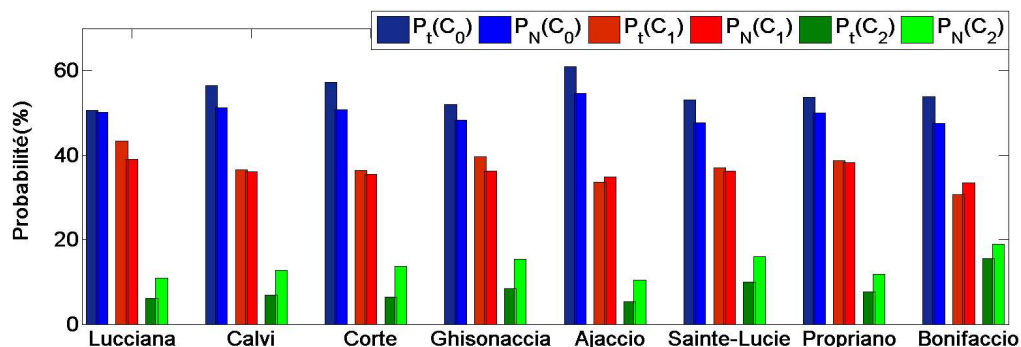


FIGURE III.15 – Histogrammes des distributions de variations sur les 8 sites d'études

Les intervalles de classe C_0 sont toujours les plus nombreux quelque soit le site considéré, représentant 47,50 % à 54,66 % des intervalles et 50,5 % à 61 % du temps de mesures. 33,50 % à 39,03 % des intervalles sont de classe C_1 , soit 30,6 % à 44,3 % du temps. Enfin les intervalles C_2 sont largement minoritaires pour tous les sites, représentant 10,47 % à 19 % des intervalles et 5,36 % à 15,50 % du temps de mesures.

N° de station	Nbre total d'évènements	Ratio (%)		
		C_0	C_1	C_2
1	802	50,12	39,03	10,85
3	780	51,15	36,15	12,70
4	729	50,75	35,53	13,72
7	898	48,33	36,30	15,37
8	697	54,66	34,87	10,47
9	817	47,74	36,23	16,03
10	909	49,95	38,17	11,88
11	779	47,50	33,50	19,00

TABLE III.4 – Nombres d'évènements par classe

Parmi les sites, celui d'Ajaccio semble présenter les caractéristiques de la météorologie la plus stable. On peut en effet constater que moins d'intervalles sont générés sur la base des mesures, dénotant une persistance plus importante des régimes d'ensoleillement : ceux-ci se succèdent moins vite, le site connaît moins de changements de temps. Ensuite ce site présente le plus d'intervalles de classes C_0 et le moins d'intervalles de classe C_2 ce qui est confirmé en termes de temps cumulé : les variations de classe C_0 représentent 61 % du temps de mesures alors que celles de classes C_2 représentent 5,36 % du temps (Fig. III.15).

A l'opposé, les météorologies des sites de Propriano et de Bonifacio semblent particulièrement instables. Avec 6 intervalles par jour de moyenne à Propriano, cette station connaît le plus de changement de temps. Nous pouvons cependant noter que les régimes variables de classe C_2 ne représentent que 11,88 % des intervalles pour 7,61 % du temps de mesures. D'un autre côté, on dénombre en moyenne 5,12 intervalles par jour à Bonifacio montrant donc une alternance des régimes d'ensoleillement moins rapide qu'à Propriano, mais une plus grande fréquence de variations C_2 , représentant 19 % des intervalles et 15,5 % du temps.

2.3.2 Transitions inter-classes

Les probabilités conditionnelles de transitions inter-classes sont présentées dans le tableau III.5. Elles sont calculées selon la relation suivante :

$$P(C_i - C_j) = \frac{N_{C_i-C_j}}{N_{C_i}} \quad (\text{III.7})$$

$N_{C_i-C_j}$ est le nombre de changements de régime d'ensoleillement d'une classe C_i vers la classe C_j et N_{C_i} est le nombre total d'intervalles de classe C_i .

N° de station	Probabilités de transitions $P(C_i - C_j)$ (%)					
	$C_0 - C_1$	$C_0 - C_2$	$C_1 - C_0$	$C_1 - C_2$	$C_2 - C_1$	$C_2 - C_0$
1	91,85	8,15	79,23	20,77	74,71	25,29
3	85,94	14,06	77,66	22,34	62,63	37,37
4	82,70	17,3	77,22	22,78	63,00	37,00
7	80,46	19,54	75,77	24,23	60,14	39,86
8	85,96	14,04	83,54	16,46	56,16	43,84
9	81,01	18,99	72,30	27,70	66,41	33,59
10	88,57	11,43	79,25	20,75	62,96	37,04
11	74,46	25,54	65,90	34,10	60,14	39,87

TABLE III.5 – Matrice de transitions

On peut remarquer que quelque soit le site, la météorologie tend le plus souvent à se stabiliser qu'à devenir instable : les transitions vers une classe inférieure, de C_1 vers C_0 ou C_2 vers C_1 sont beaucoup plus fréquentes que leur réciproques respectives. Notons d'ailleurs qu'il devient rarement très instable brutalement : les transitions de C_0 vers C_2 sont très minoritaires devant les transitions C_0 vers C_1 , ces dernières représentant au moins 74,46 %. De façon plus générale, les passages directs de C_0 vers C_2 ou réciproquement sont moins fréquents que les transitions d'une classe vers la classe adjacente.

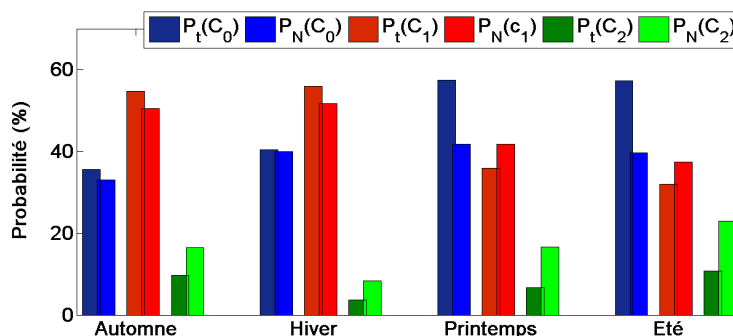
Ce tableau de transition peut par ailleurs permettre d'anticiper les classes de variations à venir connaissant la classe présente. Ainsi par exemple, si le régime d'ensoleillement à l'instant présent à Ajaccio est de classe C_0 , on peut prédire que la classe de l'intervalle à venir a 91,85 % de probabilité d'être C_1 et seulement 8,15 % d'être C_2 . Cependant, si ce tableau peut constituer une base pour la prévision des classes, elle ne permet pas de prédire la durée des intervalles et donc les instants de changements de temps.

2.3.3 Étude saisonnière

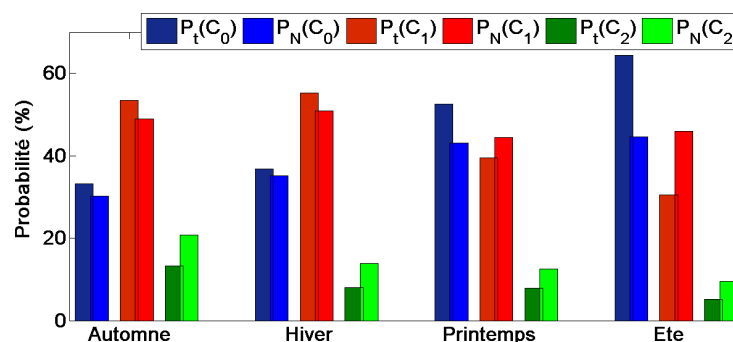
La période de recouvrement des 8 sites ne couvre que 152 jours, présentant des déséquilibres de représentation des saisons. Par ailleurs, les saisons les plus complètes ne sont constituées que de 2/3 de leurs effectifs théoriques. Pour ces raisons, une étude saisonnière n'est possible qu'en considérant certains sites individuellement.

Trois sites ont été sélectionnés à la fois en fonction de leur situation géographique et du nombre de journées de mesures valides par saison. Ainsi, un site de la côte est et un second de la cote ouest ont été

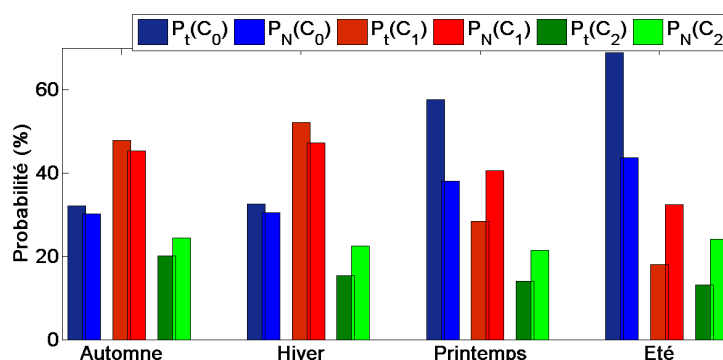
conservés tandis que Corte, le seul site de montagne, a dû être écarté car il ne présentait pas suffisamment de données en automne. Enfin, le site de Bonifacio, présentant des caractéristiques particulières, a été étudié. Ainsi les sites de Bonifacio, Ghisonaccia et Propriano ont fait l'objet d'une étude saisonnière (Fig.III.16).



a) Ghisonaccia



b) Propriano



c) Bonifacio

FIGURE III.16 – Histogrammes des poids saisonniers en termes de nombres et de durées des classes pour les sites de Ghisonaccia, Propriano et Bonifacio

Les trois sites présentent des caractéristiques similaires pour les classes C_0 et C_1 . On peut en effet observer que les intervalles de classe C_1 sont plus nombreux et représentent plus de temps de mesures en automne et hiver. En effet 47,8 % à 55,9 % du temps de mesures pendant ces saisons sont de classe C_1 , alors que 32,1 % à 40,4 % du temps de mesures est de classe C_0 . Les intervalles de classe C_0 deviennent

majoritaires en printemps et le demeurent en été. Ils représentent alors environ 40 % des intervalles quelque soit les stations pour ces deux périodes. En termes de temps, ces derniers intervalles durent 52,6 % à 57,4 % du temps de mesures au printemps et 57,2 % à 68,8 % en été. Ceci montre que la fréquence d'intervalles n'évolue pas beaucoup entre le printemps et l'été, mais les durées de ces intervalles s'allongent. En ce qui concerne les intervalles de classe C_2 , chacun des sites présente des distributions particulières. On peut constater qu'à Bonifacio, les fréquences et durées de ce type d'intervalles sont du même ordre, environ 15 % du temps et 20 % des intervalles, quelque soit la saison. A Propriano, les variations de classe C_2 sont plus fréquentes en automne que pour les autres saisons, atteignant 20,8 % des intervalles et tandis qu'à Ghisonaccia elles sont plus présentes en été représentant 22,9 %.

2.4 Conclusion

Une classification typologique des conditions d'ensoleillement présente l'intérêt d'alléger les traitements et calculs, tout en caractérisant de façon cohérente et concise les événements que l'on souhaite étudier.

Il existe dans la littérature quelques méthodes de classification des journées d'ensoleillement selon leur condition d'ennuage et la dynamique des passages nuageux. Ces études ont le point faible de caractériser des journées dans leur globalité, alors qu'une journée peut être une succession de régimes d'ensoleillement différents.

Nous présentons dans cette section une nouvelle méthode de classification typologique du rayonnement solaire dont la principale innovation réside dans le fait qu'une même journée est décomposée en intervalles classés selon leur régime d'ensoleillement et la dynamique des variations. Une méthode de classification des variations, reposant sur l'échelle de variations, a été développée. Les intervalles sont alors délimités à partir d'une première classification brute, utilisant des seuils de regroupement. Les valeurs des paramètres utiles à la méthode ont alors été discutées.

Cette méthode de classification a été appliquée afin de caractériser la météorologie de chaque site. Elle a permis de montrer que le site présentant le temps le plus stable était Ajaccio, où l'on relève 4,6 régimes d'ensoleillement par jour en moyenne. Les intervalles dont les variations de classe C_0 , qui ne sont perceptibles ni une échelle de variations $dt = 1$ s, ni pour $dt = 300$ s, représentent 61 % du temps de mesures. Les variations fortes de classes C_2 , perceptibles à la fois pour $dt = 1$ s et $dt = 300$ s ne représentent que 5,36 % du temps. A l'inverse, la météorologie à Bonifacio semble particulièrement instable : on dénombre 5,12 intervalles classés par jour en moyenne, les régimes d'ensoleillement se succédant plus rapidement, et les classes C_2 représentent 15,5 % du temps de mesures.

Par la suite, les transitions inter-classes ont été étudiées montrant que les transitions d'une classe vers sa classe adjacente inférieure sont plus fréquentes que leur réciproque : la météorologie tend le plus souvent à

devenir moins variable. Ces probabilités de transitions montrent par ailleurs que ces changements de régime d'ensoleillement sont rarement brutaux.

Nous avons enfin réalisé une étude saisonnière sur trois sites particuliers : Ghisonaccia, Propriano et Bonifacio. Cette étude a permis de montrer la prépondérance des régimes de classe C_1 en automne et hiver tandis que les classes C_0 deviennent majoritaires en printemps et été. Chacun de ces sites a des caractéristiques particulières discriminées par les évolutions du nombre de classes C_2 au long de l'année : elles restent très fréquentes à Bonifacio quelque soit la saison, tandis qu'elles sont plus fréquentes en automne à Propriano et plus représentées en été à Ghisonaccia.

Chapitre 3

Phénomène de foisonnement en Corse

Le réseau électrique Corse est un réseau de petite dimension (650 MW) ayant la particularité d'être faiblement interconnecté au réseau continental. Il est donc compliqué à gérer et l'injection d'électricité d'origine renouvelable introduit de nouvelles problématiques : en effet, en cas de forts taux de pénétration de systèmes utilisant des énergies fatales, le gestionnaire de réseau aura à palier à l'intermittence de la production afin d'assurer la stabilité du réseau et de garantir la fourniture d'électricité.

Le foisonnement désigne le fait que les fluctuations aléatoires des systèmes de production électrique utilisant des énergies renouvelables fatales solaires et éoliennes répartis géographiquement sont statistiquement réduites lorsque les productions sont injectées sur un même réseau électrique maillé. A l'instar de la production d'électricité issue de l'énergie éolienne, dont les défenseurs parient sur un phénomène de foisonnement géographique pour permettre un développement important sans risque d'instabilité sur le réseau, l'essor de la production photovoltaïque ou thermodynamique dépend en partie du foisonnement de la ressource. L'existence du phénomène sur un territoire donné limiterait l'occurrence des fluctuations trop importantes. Dans le pire des cas, les productions des différents sites baisseraient ou augmenteraient en même temps et leur cumul ne présenterait alors pas d'intérêt par rapport à une production centralisée, celui-ci pourrait au contraire tendre à amplifier les fluctuations dans certaines configurations. Dans un cas favorable, la production stable de certains sites lisserait les fluctuations d'autres sites. Dans le meilleur des cas, l'augmentation de la production au niveau d'un site et la baisse au niveau d'un autre site se compenseraient, générant une production absolument lissée limitant les risques pour la stabilité du réseau.

3.1 Caractérisation du foisonnement en Corse

3.1.1 Existence du phénomène

L'existence du foisonnement géographique de la ressource solaire est un postulat théorique que peu d'étude ont su démontrer. Cependant nous pouvons interpréter certains constats comme des indices abondant dans le sens d'un foisonnement :

Les corrélations intersites (Tab.III.3) et le variogramme (Fig.III.8), montrant des coefficients de corrélation n'excédant pas 0,8 indiquent qu'il existe un déphasage entre passages nuageux, fluctuations et régimes

de beau temps d'un site à l'autre ¹.

Par ailleurs, le phénomène de foisonnement a été montré pour une petite zone géographique au Japon par [Otani et al. \(1997\)](#) : la moyenne des mesures réalisées par un réseau de 9 pyranomètres maillant une zone de 4 km par 4 km présentait des fluctuations moins importantes que les mesures individuelles de chaque site.

De la même façon qu'[Otani et al. \(1997\)](#), nous avons pu observer sur des échantillons que certaines variations importantes observables sur certains sites (Fig III.17.a, III.17.b, III.17.c, III.17.d, III.17.e, III.17.f, III.17.g et III.17.h) sont atténuées lorsque les irradiances de ces sites sont cumulées (Fig III.17.i).

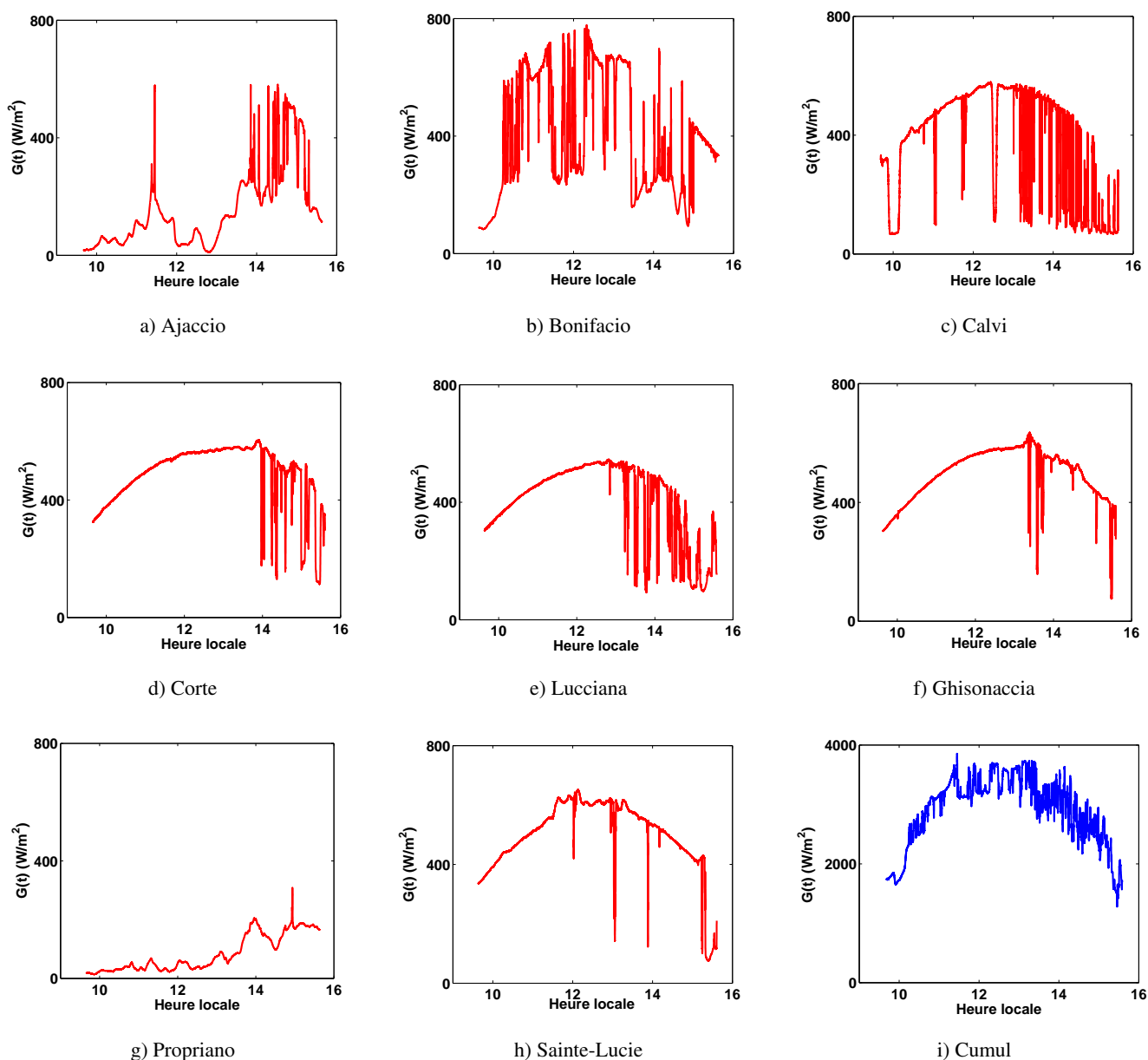


FIGURE III.17 – Rayonnement global sur l'ensemble des sites individuellement et rayonnement global cumulé le 13 février 2011

1. [Otani et al. \(1997\)](#) interprètent les décorrélations comme des déphasages de passages nuageux entre les sites de mesures

Il existe donc des indices abondant dans le sens de l'existence d'un phénomène de foisonnement territorial, mais il est indispensable de mettre en place une méthode permettant de démontrer de façon générale le foisonnement, sur l'ensemble des journées, mais aussi de quantifier les compensations observées. Les outils statistiques conventionnels tels que des histogrammes des variations ne sont pas adéquats pour cette étude. Nous n'avons en effet trouvé aucun mode de représentation pertinent permettant la mise en évidence et la quantification de l'évolution des variations. L'utilisation des classes de variations telles que nous les avons définies précédemment (section 2) peut permettre de prouver le phénomène : il s'agirait de montrer des changements de classes, à savoir des déclassements de variations observées au niveau de certains sites lorsqu'on considère les irradiances cumulées sur l'ensemble des sites.

3.1.2 Quantification du foisonnement

La méthode de caractérisation du phénomène de foisonnement en Corse mis en place dans cette étude repose sur la quantification des durées des intervalles des différentes classes. Il s'agit dans un premier temps de délimiter et classer les différents régimes d'ensoleillement des sites étudiés. Ensuite, les durées des intervalles de chaque classe sont cumulées sur l'échantillon étudié. Parallèlement, le rayonnement cumulé tous sites confondus subit le même traitement : les régimes d'ensoleillement sont classés, les intervalles délimités et les durées des intervalles des classes cumulées.

Cette méthode a été appliquée considérant les mesures réalisées sur 8 des 11 stations qui présentent au moins 350 jours de mesures. Seuls les 152 jours pour lesquels les mesures sur ces 8 stations se recouvrent (Fig.III.3) sont conservés. Nous conservons par ailleurs les valeurs des paramètres déterminées dans la section 2.3, à savoir $S_{\text{var}} = 10 \%$, $dt_1 = 1 \text{ s}$ et $dt_2 = 300 \text{ s}$ et $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 900 \text{ s}$. Nous obtenons donc les trois classes de variations définies dans cette section.

Sur l'ensemble de l'échantillon étudié et quelque soit la station considérée, les variations de classe C_0 sont plus fréquentes que les autres classes de variations. Elles représentent en effet 50 % à 60 % du temps de mesures selon le site considéré, tandis que les variations de classe C_1 représentent 30 % à 40 % du temps. Les variations de classe C_2 sont les moins présentes, représentant 5 % à 15,5 % du temps de mesures (Fig.III.15).

Cumulant les données de rayonnement sur l'ensemble des mesures, nous pouvons tout d'abord observer, comme pressenti, des changements de classes illustrés par une baisse du temps cumulé des intervalles de classe C_0 et de classe C_2 dans le même temps qu'une augmentation des durées des intervalles de classe C_1 (Fig.III.18).

Ce résultat montre d'un côté que les variations de classe C_2 ont tendance à être lissées et devenir moins fréquentes que ces mêmes variations pour les sites considérés individuellement. Elles représentent en effet 1,7 % des mesures cumulées contre 5,36 % pour le site le plus favorable et 15,5 % pour le site le moins favorable.

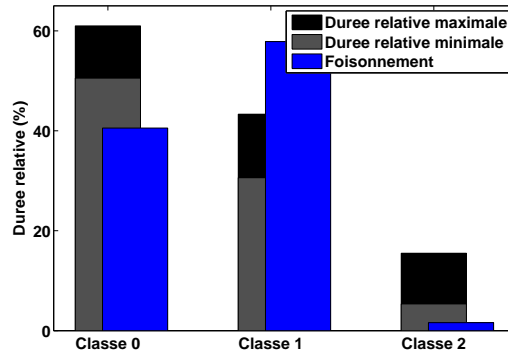


FIGURE III.18 – Temps cumulés relatifs de chaque classe considérant les valeurs minimales et maximales tous sites confondus et temps cumulé de ces classes considérant le foisonnement : le rayonnement est cumulé sur l’ensemble des sites

On peut cependant déplorer qu’il se passe aussi l’effet inverse indésirable de rendre variables de classe C_1 des intervalles pourtant initialement de classe C_0 . Cet effet s’explique par le fait qu’un intervalle de classe C_2 peut être lissé soit grâce à l’addition de variations de classe C_2 déphasées se compensant mutuellement ou par l’addition de rayonnement variant peu, de classe C_0 , les variations étant alors atténuée relativement au rayonnement cumulé. Dans ce second cas, les variations de classe C_0 peuvent devenir des variations de classe C_1 . Nous pouvons cependant confirmer malgré cet effet, l’existence d’un foisonnement assez important.

3.2 Optimisation du foisonnement

Le phénomène de foisonnement, dont l’existence est démontrée dans la section précédente, présente une première alternative de lissage de la courbe de production ne nécessitant aucun appui technologique. Ainsi, l’optimisation du foisonnement pourrait dans une première approche atténuer fortement les variations afin d’obtenir une production d’énergie photovoltaïque sur l’ensemble du territoire relativement propre.

Dans cette section, nous nous sommes attelés à optimiser le foisonnement constaté sur les 8 sites et les 152 jours étudiés : il s’agit de chercher l’ensemble des coefficients $(\beta_i)_{i \in [1,8]}$ tel que

$$G_{8\text{sites}} = \sum_i^8 \beta_i G_i \text{ minimise le temps cumulé de variations de classe } C_2 \quad (\text{III.8})$$

En considérant $\sum_i^8 \beta_i = 1$. Les coefficients ainsi déterminés représenteraient les parts relatives que devraient représenter la production photovoltaïque ou thermodynamique autour des différents sites étudiés sur la production totale, pour minimiser les instants de variations fortes de classe C_2 et donc lisser au mieux la courbe de production.

3.2.1 Algorithmes génétiques

La détermination des coefficients β_i nécessite l'utilisation d'outils d'optimisation spécifiques permettant de limiter les calculs. Dans l'absolu, il serait question de tester tous les ensembles $(\beta_i)_{i \in [1,8]}$ possibles pour retenir l'ensemble optimal : pour obtenir les valeurs avec une précision de 10^{-1} et donc permettre une optimisation relative, on aurait à tester 9^8 ensembles². Nous avons cependant opté pour un algorithme spécialement dédié aux procédures d'optimisation, les algorithmes génétiques (AG) en l'occurrence, pour limiter le nombre et le temps de calculs.

Les algorithmes génétiques ont été initiés par Holland (Holland, 1975) et particulièrement développés par Goldberg (Goldberg, 1989). Le principe s'appuie sur les mécanismes de la sélection naturelle darwinienne des populations biologiques et de la génétique. A l'inverse des méthodes traditionnelles de résolutions numériques fondées sur une approche analytique, les AG sont des algorithmes d'optimisation basés sur une approche itérative et heuristique.

Leur potentiel en tant qu'outil d'optimisation a été démontré, présentant des performances comparables voire meilleures que celles d'autres méthodes de résolution numérique, qu'elles soient analytiques ou aléatoires (Vallée et Yildizoglu, 2001). Ces algorithmes ont montré leur efficacité dans un grand nombre de domaines tant en économie, génétique, ou optimisation des contrôles. Nous allons présenter brièvement ce type d'algorithme. Un AG est défini par la donnée de quatre éléments de base :

- **l'individu/chromosome/séquence** qui est une solution potentielle au problème, correspondant à un ensemble de valeurs attribuées aux variables considérées, la valeur d'une seule variable étant un gène. Ainsi un chromosome est un ensemble de gènes et un individu est doté d'un génotype composé d'un ou plusieurs chromosomes. Dans notre cas, les individus sont constitués d'un seul chromosome constitué des ensembles $(\beta_i)_{i \in [1,8]}$, chaque valeur individuelle β_i étant qualifiée de gène ;
- **la population** est un ensemble d'individus ou de points de l'espace de recherche ;
- **l'environnement** désigne l'ensemble des valeurs possibles pour chaque individu. Il s'agit donc de l'espace de recherche ;
- **la fonction de performance ou d'adaptation** est la fonction représentant l'adaptation de l'individu à son environnement. Dans notre étude, la fonction de performance, à minimiser est exprimée dans la relation III.8.

Le fonctionnement d'un AG suit les cinq phases suivantes (Fig.III.19) :

1. **l'initialisation** consiste à générer la population initiale de N individus tirés aléatoirement : il s'agit de la première génération ;
2. **l'évaluation** des individus : il s'agit de quantifier la capacité des individus à répondre à l'objectif d'optimisation par l'application de la fonction de performance ;

2. Si l'on ne considère une valeur nulle impossible

3. **la sélection** : on opère une sélection à partir de la fonction d'adaptation. Seuls les individus passant l'épreuve de sélection peuvent se reproduire. Il existe plusieurs épreuves de sélection tels que l'élitisme (les $N/2$ individus les plus performants sont conservés) ou la sélection par tournoi (des couples d'individus sont formés aléatoirement puis les individus des couples « combattent » (comparaison de leur performance));
4. **la reproduction** : les individus sont aléatoirement répartis en couples. Les chromosomes des parents sont alors copiés et recombinaison de façon à former deux descendants de la génération suivante et possédant des caractéristiques issues des deux parents, avec possibilité de croisements et de mutations ;
5. **Retour à la phase d'évaluation** : la nouvelle génération est évaluée, les nouveaux individus sélectionnés se reproduisent tant qu'une condition d'arrêt du problème n'est pas satisfaite.

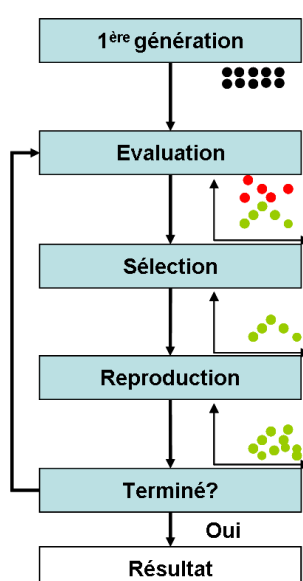


FIGURE III.19 – Diagramme de fonctionnement d'un algorithme génétique

3.2.2 Résultats de l'optimisation

Un algorithme génétique simple a permis de déterminer les coefficients $(\beta_i)_{i \in [1,8]}$. Dans l'ensemble des tests réalisés, la fonction de performance tendait asymptotiquement vers un minimum et convergait pour 70 à 75 générations (Fig.III.20) de 20 individus.

Les coefficients d'optimisation obtenus sont résumés dans le tableau III.6. Ils résultent de huit applications de l'AG sur l'échantillon d'étude, les calculs ayant été réitérés afin de tester la sensibilité de ces coefficients et d'exclure l'hypothèse d'une solution atteinte pour un minimum local.

Les sites présentant le moins de variations de classe C_2 ont le plus de poids. Réciproquement, les sites les plus instables sont le moins représentés. Ainsi, Lucciana et Ajaccio, dont les variations de classe C_2 représentent respectivement 6,13 % et 5,29 % du temps de mesures, ont des poids de $26,04 \pm 1,80$ % et

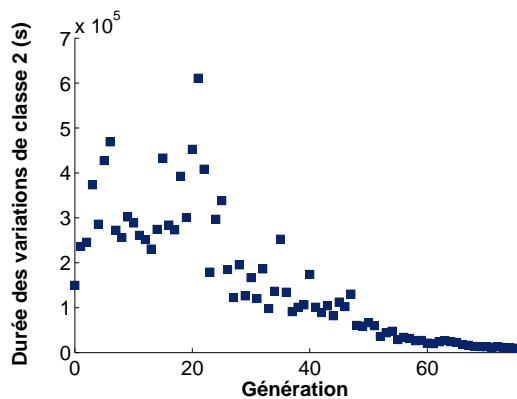


FIGURE III.20 – Convergence de l’optimisation par algorithme génétique

N° station	Sites	β_i ou part de la puissance installée (%)
1	Lucciana	$26,04 \pm 1,80 \%$
3	Calvi	$11,71 \pm 0,65 \%$
4	Corte	$16,20 \pm 2,47 \%$
7	Ghisonaccia	$8,40 \pm 0,73 \%$
8	Ajaccio	$16,51 \pm 2,01 \%$
9	Sainte Lucie	$5,29 \pm 0,33 \%$
10	Propriano	$12,55 \pm 0,57 \%$
11	Bonifacio	$2,81 \pm 0,47 \%$

TABLE III.6 – Ensemble des coefficients d’optimisation du foisonnement

$16,51 \pm 2,01 \%$. *A contrario*, Bonifacio, qui est de loin le site présentant le plus d’instabilités, est doté du plus petit coefficient d’optimisation : $2,81 \pm 0,47 \%$.

La fonction de performance de notre optimisation étant le temps cumulé de classe C_2 $P_t(C_2)$, à minimiser, les coefficients β_i sont logiquement liés à $P_t(C_2)$ des différents sites (Fig.III.21).

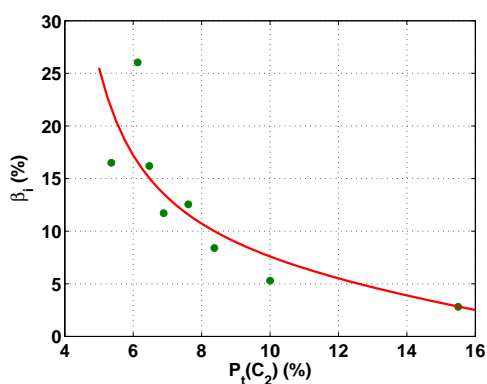


FIGURE III.21 – Coefficients d’optimisation β_i en fonction de $P_t(C_2)$: le temps cumulé de variations C_2 . (courbe d’ajustement : $CC = 0,77$, $RMSE = 4,31$)

La relation inverse exponentielle suivante a été établie :

$$\beta = a \exp(-b.P_t(C_2)) \tag{III.9}$$

avec $a = 79,5$ et $b = 4,25$

Nous pouvons par la suite constater que l'optimisation des paramètres à deux effets positifs (Fig.III.22) :

1. elle permet de quasiment annuler l'occurrence des variations de classe C_2 , qui ne représentent plus que 0,13 % du temps de mesures, soit 6600 s ;
2. elle permet de limiter l'augmentation de la fréquence des variations de classe C_1 . Le nombre d'occurrence de ce type de variations reste effectivement comparable à celui de la station présentant des évènements de classe C_1 le plus fréquemment.

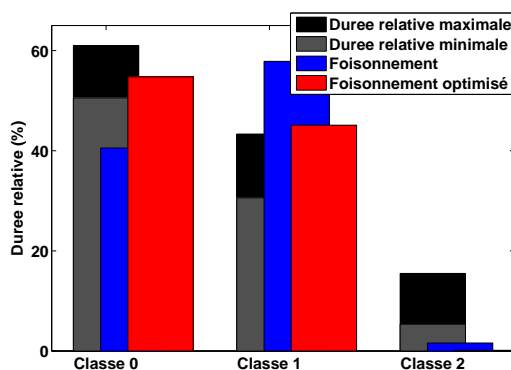


FIGURE III.22 – Histogrammes par classe des temps (relatifs) minima et maxima des sites, ainsi que les temps considérant le foisonnement et le foisonnement optimisé

Les ratio de points considérés instables ramenés au nombre de mesures, sur l'échantillon de 152 jours de recouvrement, sont $\forall dt \in [1; 1800]$ inférieurs pour le foisonnement et le foisonnement optimisé que pour l'ensemble des sites étudiés individuels (Fig.III.23.a).

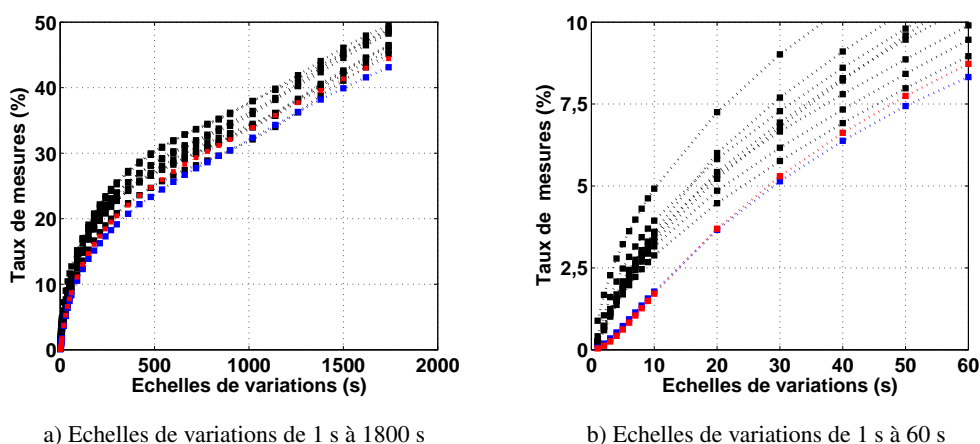


FIGURE III.23 – Ratio de mesures dépassant le seuil de variabilité ramené au nombre total de mesures, en fonction de l'échelle de variation considérée pour les 8 sites de mesures utilisés pour le foisonnement (en noir) ainsi qu'en utilisant le foisonnement (en bleu) et le foisonnement optimisé (en rouge)

On peut par ailleurs constater que l'optimisation permet de déclasser un plus grand nombre de fortes variations observables pour des échelles de 1 à 20 s que le foisonnement brut (Fig.III.23.b). Les variations

moins importantes, pour des échelles de variations supérieures à 20 s, sont moins déclassées lorsque l'on optimise le foisonnement. Ceci s'explique par le fait que l'optimisation se focalise particulièrement sur ces fortes variations puisque le critère à minimiser pendant le processus était le nombre de variations observables à 1 s. Ensuite, le lissage de ce type de variations ne peut être que partiel, les fortes variations deviennent alors des variations plus modérées, observables pour des échelles plus importantes, augmentant donc le ratio pour ces échelles.

3.3 Conclusion

Nous présentons dans cette section une caractérisation du foisonnement en Corse par application des classifications des régimes d'ensoleillement selon la méthode présentée dans la section 2.

Il s'agit ici de délimiter les intervalles de variations, de les classer et d'en cumuler les durées classe par classe considérant les rayonnements des sites indépendamment les uns des autres puis les rayonnements cumulés sur l'ensemble des sites. Cette méthode nous a permis de confirmer l'existence du phénomène de foisonnement : nous avons en effet montré que les durées cumulées des intervalles dont les variations sont de classes C_2 baissent drastiquement lorsqu'on considère le rayonnement cumulé. Nous déduisons ainsi que ce cumul permet des changements de classe, les variations C_2 ayant tendance à être lissées et déclassées.

Enfin nous avons opéré une optimisation du foisonnement par somme pondérée des rayonnements des différents sites selon des coefficients adaptés. L'application d'un algorithme génétique a permis la détermination des coefficients adéquats. Il résulte de cette optimisation la quasi disparition des variations C_2 qui ne représentent plus que 0,13 % des mesures. L'utilisation optimale du foisonnement peut donc permettre un lissage très important des courbes de production et constituerait une première solution pour le gestionnaire afin de bénéficier d'une énergie intermittente dont les variations sont limitées.

Les coefficients β_i ainsi déterminés représentent l'équilibre territorial et la répartition des installations photovoltaïques à atteindre pour favoriser le foisonnement. La figure III.24 présente la répartition territoriale optimale des installations solaires, les dimensions des carrés étant proportionnelles aux contributions de chaque zone géographique dans la production photovoltaïques globale de l'île. Il s'agirait alors par exemple que $16,5 \pm 2$ % de la puissance photovoltaïque en Corse soit installée dans la région d'Ajaccio pendant que seuls $2,8 \pm 0,5$ % seraient installés vers Bonifacio.

Ce résultat théorique s'appuie cependant sur un échantillon de données réduit puisque nous ne disposons que de 152 jours de données hétérogènement répartis sur l'année sur seulement 8 sites. Un échantillonnage temporel et spatial plus important de la ressource serait utile à l'étude exhaustive du foisonnement. Par ailleurs, nous avons pris le parti de ne considérer que trois classes de variations alors qu'une étude plus poussée nous imposerait d'utiliser des classes intermédiaires afin d'étudier la dynamique des changements de classe.

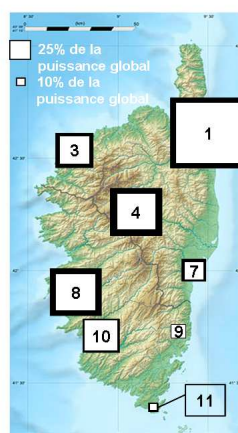


FIGURE III.24 – Répartition adéquate des installations photovoltaïques en Corse afin d’optimiser le foisonnement territorial (sur la base de l’échantillon de 152 jours et des 8 sites d’étude)

La répartition des installations sur le territoire Corse, ici, ne se fait que sur des considérations techniques, ne tenant compte d’autres critères tels que ceux présentés dans la partie I. Il est en effet indispensable de tenir compte d’enjeux économiques, écologiques, sociaux ainsi que d’usage des terrains pour déterminer les sites d’implantations photovoltaïques de meilleurs compromis (Haurant et al., 2011). Une alternative, dans l’idéal, serait de déterminer la distribution des parcs photovoltaïques sur le territoire Corse en fonction du foisonnement, puis de sélectionner par analyse multicritère les terrains susceptibles d’accueillir les installations sur les zones définies, en fonction des autres critères.

Remarquons que la répartition des puissances à installer devra tenir compte des différentes installations existantes, ce qui n’est pas le cas dans cette étude. Ainsi, une seconde solution serait de privilégier dans les sélections les installations répondant au mieux à la répartition optimale, considérant les installations existantes.

Chapitre 4

Prédictions des variations

Il existe en Corse un phénomène de foisonnement permettant de lisser les courbes d'irradiances solaires et donc d'en atténuer les variations. On peut cependant regretter que ce phénomène même optimisé ne soit pas suffisant pour annuler complètement les variations. Ainsi, en cas de fort taux de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes fatales en Corse, le gestionnaire de réseau aura toujours à gérer des variations et à palier à l'intermittence de la production afin d'assurer la stabilité du réseau et de garantir la fourniture d'électricité.

Le gestionnaire de réseau peut alors envisager deux solutions pour assurer la stabilité du réseau :

- soit il ne prend aucun risque en produisant l'électricité nécessaire grâce aux moyens conventionnels dont la gestion est simple. La production électrique d'origine renouvelable se rajoute alors marginalement à la production d'électricité conventionnelle ;
- soit il intègre les moyens de production renouvelables au bouquet énergétique et construit une stratégie de gestion de la production autour de ces nouveaux modes de production contraignants.

Le bouquet énergétique proposé en Corse est composé de divers moyens de production d'électricité complémentaires, de puissances et d'inerties d'allumage différentes (Fig.III.25) :

- les deux centrales thermiques, fournissant près de la moitié de l'électricité en Corse, ont un délai d'allumage et de montée en puissance de 30 minutes à une heure ;
- les barrages hydrauliques, représentant 25,3 % de la production, sont exploitables dans des délais de l'ordre de la minute ;
- les interconnexions fournissent quasiment instantanément la puissance nécessaire.

L'usage de ces moyens de production dépend des circonstances, en termes de besoin de consommation

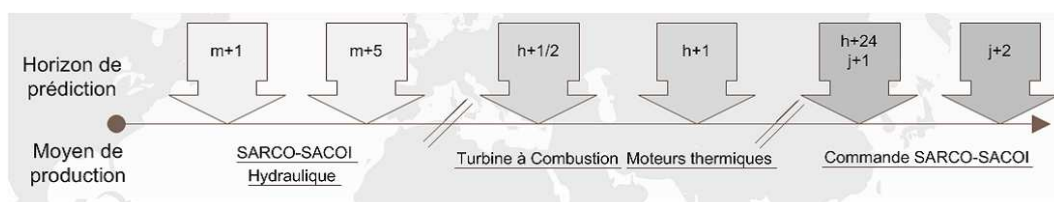


FIGURE III.25 – Inertie des moyens de production en Corse en vis-à-vis des horizons de prédictions (Voyant, 2011)

et de conditions de production qu'il convient de mettre en vis à vis. En cas de fort taux d'électricité d'origine renouvelable intermittente, les variations de la production liées aux aléas météorologiques devront être rapidement palliées par l'injection d'électricité issue de ces autres sources.

Une gestion optimale des moyens de production d'électricité en Corse est indispensable afin de pérenniser les installations EnR. Il faut alors être capable de prévoir les variations de production intermittente à différents horizons pour anticiper la mise en route des moyens de production complémentaire et assurer l'intégration des EnR tout en garantissant la stabilité du réseau.

Nous trouvons dans la littérature de nombreux modèles de prévision du rayonnement intrinsèque à différents horizons (Kemoku et al., 1999 ; Sözen et al., 2005 ; Mellit et al., 2005 ; Cao et Cao, 2006 ; Hocaoglu et al., 2008 ; Zervas et al., 2008 ; Chaabene et Ben Ammar, 2008 ; Paoli et al., 2010 ; Mellit et Pavan, 2010 ; Voyant et al., 2011 ; Marquez et Coimbra, 2011). Ces prédictions informent sur les valeurs d'irradiances ponctuelles ou sur les irradiances solaires reçues entre deux instants. Dans ces deux cas, aucun renseignement n'est disponible sur les variations à courts termes du rayonnement. Considérons par exemple la prédiction de l'irradiation à un horizon d'une heure. Celle-ci permet de conclure quand à l'énergie solaire moyenne reçue entre les instants t et $t + 1h$ sans pour autant préciser les conditions de variations. Cette irradiation peut alors résulter d'un rayonnement solaire peu variable ou très variable.

Dans l'idéal, il s'agirait d'être capable de prédire à des horizons réduits, de l'ordre de la minute, sur plusieurs lags en même temps. Or les horizons les plus courts développés jusqu'à maintenant sont de cinq minutes sur un seul lag (Voyant, 2011). D'un côté, un tel horizon ne semble pas suffisamment proche pour évaluer les variations rapides. D'un autre côté, un seul lag ne permet pas de connaître une tendance de variations (sauf en se référant aux mesures passées). Enfin cette prédiction ne laisse pas le temps au gestionnaire d'agir sur son système lorsqu'un régime variable est repéré. La prédiction des classes semble alors intéressante puisqu'il s'agirait de prédire les variations qui auront lieu dans un intervalle de temps à venir.

4.1 Prédicteurs envisagés

Nous distinguons deux catégories de méthodes de prédictions des phénomènes physiques :

- **L'utilisation de lois physiques**, s'appuyant sur une bonne connaissance d'un système à l'instant présent ;
- **L'utilisation de méthodes statistiques** basées sur un historique de mesures du phénomène à partir duquel un modèle mathématique plus ou moins sophistiqué est élaboré.

La complexité des modèles physiques et la nécessité de nombreuses données suffisamment fiables rendent les méthodes de la première catégorie compliquées à appliquer. Par ailleurs, dans notre cas, il ne s'agit pas exactement de phénomènes physiques mais de phénomènes dérivés de données physiques.

Il s'agirait donc dans un premier temps de modéliser le rayonnement solaire pour ensuite en déduire les classes de variations qui auraient alors un intérêt plus que limité. En effet, si nous pouvons modéliser le rayonnement solaire à un pas de temps suffisant pour déterminer les variations, leur utilisation directe aurait beaucoup plus d'intérêt.

Ainsi, les méthodes de prédictions pour lesquelles nous avons opté sont typiquement statistiques, appliquant des outils d'analyses stochastiques.

Il existe dans la littérature de nombreux modèles de prédictions parmi lesquels nous pouvons citer, dans une liste non exhaustive et classés selon quatre catégories (Brockwell et Davis, 1987 ; Voyant, 2011)

- **les modèles naïfs** tels que la persistance, la moyenne ou les k-plus proches voisins ;
- **les modèles probabilistes conditionnels** : chaînes de Markov, inférences bayésiennes ;
- **les modèles de référence**, classés ainsi à cause du nombre d'études les ayant utilisés et de leur efficacité. Il s'agit des modèles autorégressifs de type ARMA (modèle autorégressif et moyenne mobile) ;
- **les modèles connexionnistes** tels que les réseaux de neurones.

Une présentation complète des modèles précités est développée dans la thèse de Voyant (2011). Dans le cadre de notre étude nous avons pris le parti de tester les modèles des k-plus proches voisins ainsi que les réseaux de neurones. Leurs performances ont été comparées à celles d'un modèle naïf représenté par la persistance.

4.1.1 Les k-plus proches voisins

La méthode des k-plus proches voisins (k-Nearest Neighbor : k-NN) est une technique issue de l'intelligence artificielle suivant la philosophie selon laquelle la succession d'évènements de même nature entraînera toujours une même conséquence. Le principe des k-NN consiste donc à rechercher dans l'historique de données des séquences de k évènements équivalentes à la séquence des k derniers évènements observés. On suppose alors que l'évènement à venir correspondra à l'évènement le plus fréquemment observé après les séquences équivalentes retrouvées dans l'historique.

4.1.2 Les réseaux de neurones artificiels

Les réseaux de neurones artificiels (RNA) sont des modèles de calculs issus de l'intelligence artificiel dont la conception est schématiquement inspirée du fonctionnement des neurones biologiques. Il s'agit d'une collection d'unités fonctionnelles interconnectées nommées neurones formels qui sont des représentations mathématiques et informatiques de neurones biologiques.

Il existe une multitude d'architectures de RNA possibles capables de résoudre des problèmes complexes tels que la classification, l'approximation de fonction, la reconnaissance de forme ou la prédiction de séries temporelles. Nous pouvons citer parmi les familles de réseaux de neurones les réseaux de fonctions radiales

(ou RBF : Radial Basis Function) (Powell, 1987), les RNA bouclés ou récurrents, et les réseaux non bouclés ou réseaux à couches tels que le Perceptron MultiCouche (PMC). Cette dernière architecture est la plus souvent utilisée pour réaliser la prédiction de séries temporelles (Mellit et Kalogirou, 2008). Par ailleurs, l'Université de Corse (UMR CNRS SPE) développe depuis quelques années un savoir faire important dans la prédiction de ressource solaire grâce à ce type de réseaux de neurones (Paoli et al., 2010 ; Voyant et al., 2011 ; Voyant, 2011 ; Voyant et al., 2012), c'est pourquoi ils seront testés dans le cadre de cette étude.

Les PMC sont organisés en couches de neurones formels dont on distingue trois types, l'information circulant de la couche d'entrée à la couche de sortie en passant par des couches cachées (Fig.III.27). Les connexions se réalisent d'une couche à la suivante sans qu'il y ait de connexion entre couches non adjacentes.

Un neurone formel se résume à une fonction algébrique réalisant dans un premier temps la somme pondérée de ses entrées, assortie d'un biais indépendant de celles-ci. Le résultat de cette opération devient l'argument d'une fonction d'activation g calculant la sortie du neurone. Ainsi, considérant le neurone i , ses ne_i entrées x_j assorties des poids $w_{i,j}^1$ (Fig.III.26), la sortie du neurone y_i est alors donnée par :

$$y_i = g \left(\sum_{j=1}^{ne_i} x_j w_{i,j}^1 + b_j \right) \tag{III.10}$$

Les sorties des fonctions d'activation sont bornées entre 0 et +1, ou entre -1 et +1. La fonction linéaire : $g(x) = x$, la tangente hyperbolique : $g(x) = \tanh(x) = (e^x - e^{-x}) / (e^x + e^{-x})$ et la fonction sigmoïde standard : $g(x) = (\tanh(x) + 1) / 2$ sont le plus souvent implémentées. L'utilisation de la tangente hyperbolique ou de la fonction sigmoïde comme fonction d'activation des neurones de la couche cachée d'un PMC permet d'introduire de la non-linéarité au modèle, tandis que l'application de la fonction linéaire en fait une régression linéaire.

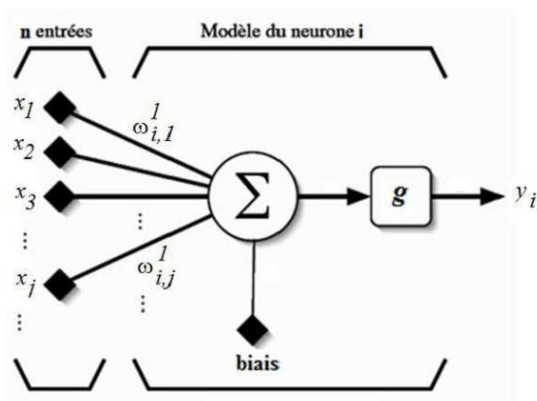


FIGURE III.26 – Neurone formel i

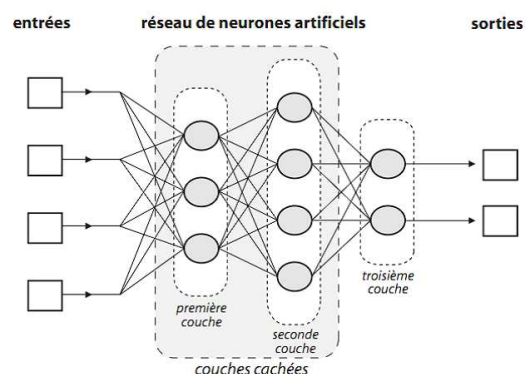


FIGURE III.27 – Réseau de neurone de type PMC à quatre entrées, deux couches cachées et deux sorties

Les réseaux PMC peuvent identifier des processus, les mémoriser et les restituer fidèlement. Pour ce faire, ils ne se contentent pas d'apprendre par cœur les données de l'historique, mais ils s'imprègnent des

caractéristiques des signaux grâce auxquelles ils modélisent et prédisent les variables. La construction du modèle s'effectue pendant l'étape d'apprentissage dont l'enjeu est d'ajuster les valeurs des poids et des biais par la minimisation d'une fonction de coût (l'erreur quadratique par exemple) entre une sortie modélisée et une cible observée. Il existe de nombreux algorithmes qui permettent d'effectuer un apprentissage supervisé tels que l'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM) (Levenberg, 1944 ; Marquardt, 1963 ; Madsen et al., 2004) utilisé dans cette thèse. Il s'agit d'un algorithme particulièrement rapide et robuste de la famille quasi-Newton, basé sur une descente de gradient itérative. Entre deux itérations successives k et $k + 1$ de l'apprentissage, les poids W sont recalculés selon la relation :

$$\Delta W = W^{k+1} - W^k = \pm \left[J^T(W)^k J(W)^k + \mu^k I \right]^{-1} J^T(W)^k e(W)^k \quad (\text{III.11})$$

$J(W)$ désigne la matrice jacobienne, définie par l'équation III.12 pour N_{ap} éléments d'apprentissage et N_c neurones cachés. $J^T(W)$ est sa transposée et $e(W)$ l'erreur entre simulations et mesures.

$$J(W) = \begin{pmatrix} \frac{\partial e_1(W)}{\partial w_{1,1}^1} & \cdots & \frac{\partial e_1(W)}{\partial w_{N_c}^2} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial e_{N_{ap}}(W)}{\partial w_{1,1}^1} & \cdots & \frac{\partial e_{N_{ap}}(W)}{\partial w_{N_c}^2} \end{pmatrix} \quad (\text{III.12})$$

Enfin, la paramétrisation d'un PMC consiste à déterminer le nombre et la nature des entrées, le nombre de couches cachées, le nombre de neurones de chaque couche cachées et les fonctions d'activations de ceux-ci. Il convient d'être vigilant à ne pas trop complexifier le modèle en utilisant un trop grand nombre d'entrées et de neurones cachés au nom du principe de parcimonie ou rasoir d'Ockham dont l'énoncé, attribué à Guillaume Okham est le suivant : « *Les entités ne doivent pas être multipliées par delà ce qui est nécessaire* ». En d'autres termes : de deux théories (ou modèles) permettant des résultats similaires, la plus simple sera préférée.

Le but de cette section est d'appliquer les méthodes k-NN et les RNA pour prédire les intervalles de variabilité. Deux méthodes ont été envisagées et testées :

- la première méthode consiste à considérer la succession de classes de variations associées aux durées des intervalles. Dans ce cas, on s'affranchit du formalisme de série temporelle car les observations successives ne se font pas à pas de temps constant, les intervalles de variabilité n'étant pas nécessairement de même longueur ;
- la seconde méthode s'appuie sur le formalisme de séries temporelles. Nous avons converti alors les intervalles de variations en séries temporelles en scindant la journée en intervalles de temps constants pour lesquels les régimes de variations seront déterminés.

Dans les deux cas, les réseaux de neurones seront utilisés comme des approximateurs universels (Cybenko, 1989 ; Hornik, 1991) plutôt que des prédicteurs de séries temporelles stationnaires, suivant le théorème :

« Toute fonction bornée suffisamment régulière peut être approchée uniformément, avec une précision arbitraire, dans un domaine fini de l'espace de ses variables, par un réseau de neurones comportant une couche de neurones cachés en nombre fini, possédant tous la même fonction d'activation, et un neurone de sortie linéaire. »

4.2 Prédiction des régimes de variations et des longueurs d'intervalles

De premiers tests ont été réalisés afin de prédire directement les classes de variations associées aux longueurs des intervalles.

Les données de l'ensemble des stations de mesures ont été dans un premier temps fusionnées dans un même échantillon. Les intervalles de variations classés ont été ensuite déterminés selon la méthode présentée dans la section 2, avec un seuil de variations $S_{\text{var}} = 10\%$, les échelles de variations de $dt_1 = 60$ s et $dt_2 = 300$ s et des seuils inter- et intra-intervalles $S_{\text{intra}} = S_{\text{inter}} = 900$ s. Notons que l'échelle de variations dt_1 a été fixée à 60 s plutôt que 1 s afin de rendre les variations repérées à cette échelle moins marginales. Les seuils S_{intra} et S_{inter} ont été choisis pour permettre de découper les journées en des séries d'intervalles pouvant être relativement courts et donc assez nombreux, dans le but de construire un historique le plus important possible sans pour autant avoir des micro-intervalles.

L'historique est construit sur la base de toutes les mesures et constitué de deux types de données : les classes de variations C_i d'un côté, les durées d'intervalles t_{int} de l'autre. Enfin, 80 % de cet historique sont utilisés pour l'apprentissage tandis que les 20 % restant sont dédiés à la validation et le calcul des performances des modèles testés.

4.2.1 k-NN

Les k-NN ont été appliqués selon deux modes, tentant de respecter la philosophie de cette technique :

1. **la priorité est donnée aux successions de classes de variations** : dans un premier temps, on recherche dans l'historique des successions de classes semblables à la séquence dernièrement observée. Le régime prédit sera le régime suivant les séquences similaires le plus souvent retrouvé. Ensuite, on prédit t_{int} en fonction des durées des intervalles qui suivent les séquences similaires retenues. Deux approches ont été étudiées :

- t_{int} est la durée de l'intervalle suivant la séquence la plus proche en terme de durée ;
- t_{int} est une moyenne pondérée des durées d'intervalles suivant un nombre de séquences retenues N_{seq} parmi les plus proches.

Les k-NN ont été testés pour $k \in [2; 9]$ et $N_{\text{seq}} \in [1; 25]$, l'objectif étant d'optimiser les prévisions avec ces deux paramètres. Nous cherchons à maximiser le nombre de bons régimes prévus tout en

minimisant le nombre de prévisions impossibles¹ et obtenant des durées d'intervalles les plus proches possibles de celles observées.

Selon ce mode de construction des k-NN, $k = 3$ et $N_{seq} = 21$ est le modèle le plus performant. Il permet 63,8 % de bonnes prévisions de classes et seuls 0,5 % des prévisions sont impossibles. Concernant les durées d'intervalles, le rRMSE atteint 92,1 % et le CC 0,41. Ainsi, les prédictions de classes de variations semblent possibles alors que celles des durées d'intervalles semblent compliquées.

2. **la priorité est donnée aux successions de durées d'intervalles** : on recherche dans un premier temps dans l'historique la ou les séquences de durées d'intervalles les plus proches des durées d'intervalles de la dernière séquence. Le régime prédit est alors le régime le plus souvent retrouvé suivant ces séquences tandis que la durée prédite de l'intervalle à venir est la moyenne des durées d'intervalles suivant les séquences retenues.

L'intérêt de cette méthode est de permettre la prédiction quelque soit la valeur de k et le nombre de séquences retenues. Cependant cette méthode ne permet, dans le meilleur des cas étudiés ($k = 6$ et $N_{seq} = 24$), de prédire les classes de variations correctement que dans 42,1 % des cas. Les rRMSE des durées d'intervalles prédites demeurent au-delà de 87 % pour des CC en deçà de 0,35 quelque soit le modèle étudié. Cette approche, élaborée pour permettre prioritairement de prédire la durée des intervalles ne donnent pas les résultats attendus. Elle ne permet pas d'améliorer les prédictions de taille d'intervalle, encore moins de prédire les classes de variations.

Finalement, quelque soit le mode utilisé (régimes ou durées d'intervalles), si la prédiction des régimes de variations pourrait donner des résultats prometteurs, sachant qu'une optimisation des méthodes reste possible, les résultats de la prédiction des durées d'intervalles semblent rédhitoires pour cette méthode.

4.2.2 Réseaux de neurones artificiels

Les réseaux de neurones artificiels ont par la suite été testés. L'historique étant constitué de deux types d'informations, la seule solution envisagée fut celle de construire deux RNA : le premier permettant de prédire les classes de variations, le second permettant d'obtenir les durées d'intervalles.

Les réseaux de neurones testés dans notre étude ne semblent pas convenir pour la prédiction de classes de variations. Les sorties émanant de ces réseaux de neurones ne sont pas des entiers mais des réels, un post-traitement devra être opéré afin de regrouper les valeurs de sorties obtenues dans les classes définies en entrée. Une fois ce traitement opéré, le réseau de neurones le plus performant donne seulement 43,9 % de bonnes prédictions de classes de variations.

1. On ne peut réaliser de prévision que si l'on retrouve au moins une séquence équivalente dans l'historique ou lorsqu'on le nombre de séquences équivalente repérées est inférieur à N_{seq} si l'on se base sur la seconde méthode de calculs des durées d'intervalles.

Par ailleurs, le réseau de neurones le plus performant pour la prédiction des durées d'intervalles (6 entrées et 10 neurones cachés) permet de calculer ces durées avec des rRMSE supérieures à 100 % et des CC inférieurs à 0,35.

Les réseaux de neurones de type PMC utilisés comme « approximateurs universels », même optimisés, ne semblent pas adaptés aux types d'entrées utilisées dans cette étude puisqu'ils ne permettent pas de modéliser puis de prédire correctement les classes de variations ainsi que les durées d'intervalles. Nous pouvons cependant modérer cette conclusion par le fait que l'historique utilisé ici est assez réduit et peut-être insuffisant pour garantir un apprentissage complet.

4.2.3 Conclusion

Les approches développées dans cette section consistent à prédire directement les classes et durées des intervalles grâce à l'application de k-NN et de réseaux de neurones, à partir d'un historique contenant des informations de mêmes natures. Le principe de ces approches est séduisant puisqu'il permettrait à la fois d'informer le gestionnaire de réseau sur le moment de changement de régime d'ensoleillement, sur la classe de variations de l'intervalle à venir et sa durée. Seulement, les résultats obtenus en termes de prédictions ne sont pas exploitables car dans le meilleur des cas nous obtenons 63,8 % de bonnes prédictions de classes et des erreurs très importantes quant-aux durées d'intervalles.

Il semble donc opportun d'envisager une autre approche basée sur l'utilisation de séries temporelles de classes de variations.

4.3 Prédictions de séries temporelles de classes de variations

4.3.1 Création des séries temporelles à partir des intervalles classés

Une série temporelle est une succession d'observations au cours du temps. On note x l'observable de la série temporelle (la chronique), x_t est la valeur de x à l'instant t , avec $t \in [1, n]$, n désignant le nombre d'observations. On notera h le nombre de valeurs à prédire : la prédiction de la série temporelle de $(n + 1)$ à $(n + h)$ est l'horizon de la prédiction (horizon 1, ..., horizon h). Par hypothèse, le pas de temps des observations doit être constant et les modalités d'acquisition et de traitement éventuel doivent demeurer identiques pendant la période d'observation. Enfin le lag désigne un délai entre deux observations. L'unité correspond au temps entre deux observations successives : un lag 2 pour des données horaires, signifie 2 heures d'écart entre les deux observations.

Il convient donc dans notre cas de découper les journées d'observation en intervalles de temps de durée constante pour lesquels on attribue les classes de variations. Il s'agit au préalable de classer chaque mesure selon la méthode définie dans la section 2. Ensuite, chaque intervalle de temps constant regroupant un certain nombre de mesures classées se voit attribuer la classe de variations majoritairement présente. Le principe de majorité a été préféré à la moyenne car celui-ci semble plus adapté : en effet, un intervalle de 10

minutes, regroupant donc 600 mesures classées dont 55 % sont de classe C_2 et 45 % de classe C_0 , donnerait en moyenne 1,1 qui en première approximation serait une classe C_1 . Ceci nous mènerait donc à classer peu variable un intervalle souvent très variable et parfois pas variable. Le principe de majorité est cependant discutable lorsque deux classes sont représentées de façon équivalente. Considérons par exemple qu’au sein d’un intervalle de 10 minutes, 49 % des variations sont classées C_2 et 51 % sont de classe C_0 . La majorité imposerait d’attribuer à cet intervalle une classe C_0 alors qu’une bonne partie de cet intervalle est fortement variable : la limitation du risque et le principe de précaution imposerait que l’intervalle soit classé C_2 . Un niveau de majorité pourrait donc, pour limiter le risque, faire l’objet d’une discussion. Dans la suite de cette étude, le niveau de majorité sera conservé à 50 % malgré cette remarque.

Il résulte de cette nouvelle étape une série temporelle de classes de variations dérivée de la classification typologique initiale. Le pas de temps des séries temporelles sera choisi en fonction des besoins de la prédiction en termes de résolution temporelle et d’horizons.

4.3.2 Persistance

Le modèle de persistance est un modèle naïf selon lequel on considère que l’évènement x_t à l’instant t est répété à l’instant $t + h$, h représentant l’horizon de la prédiction (Fig.III.28) :

$$\widehat{x}_{t+h} = x_t \tag{III.13}$$

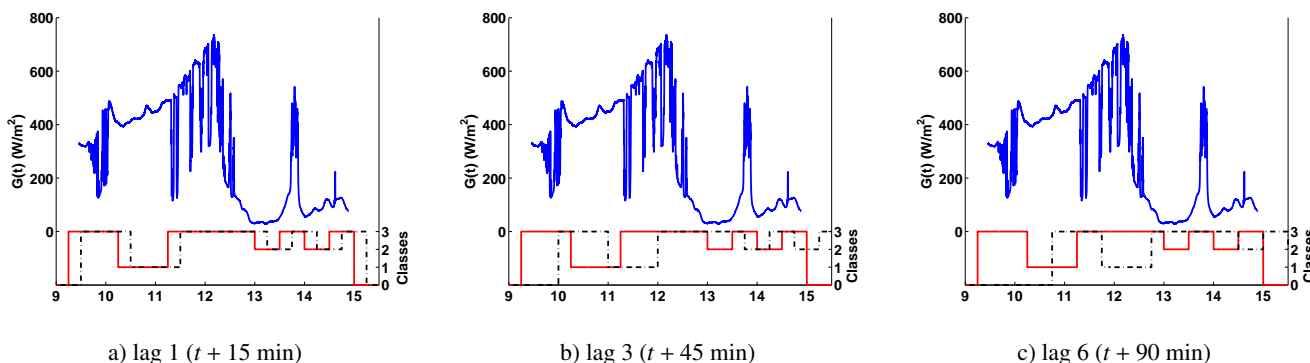


FIGURE III.28 – Résultats des prédictions d’une persistance des intervalles classés de 15 minutes (journée du 17 novembre 2010 à Propriano). La courbe rouge présente les classes de variations observées, la courbe noire pointillée présente les classes prévues

Ce modèle naïf servira de référence pour évaluer les performances des modèles utilisés pour les prédictions. Il a été implémenté pour des intervalles classés de 15 minutes, 30 minutes et 1 heure, afin de prédire à horizon de 6 heures au maximum.

La figure III.29 présente les performances du modèle de persistance appliqué à ces trois types d’intervalles pour l’ensemble des horizons précités.

On observe tout d’abord que quelque soit la taille des intervalles classés utilisés, les performances des

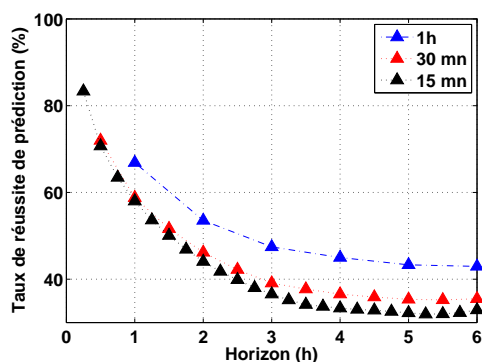


FIGURE III.29 – Taux de réussite (%) des prédictions de classes de variations réalisées avec un modèle de persistance en fonction des horizons étudiés, en utilisant des intervalles classés de 15 mn (courbe noire), de 30 mn (courbe rouge) et 1 h (courbe bleu)

prédictions baissent fortement lorsque le nombre de lags augmente avant d'évoluer de façon asymptotique à partir d'un lag donné. On passe ainsi pour des intervalles de 15 minutes, de 83,3 % de bonnes prédictions à lag 1, 50,1 % à lag 6 jusqu'à 33,3 % à lag 16. Les performances évoluent très peu ensuite pour atteindre 32,9 % à lag 24. De la même façon, les performances des prévisions pour les intervalles de 30 minutes évoluent de 72,0 % à lag 1 à 39,1 % à lag 6, baissant faiblement par la suite. Enfin les bonnes prédictions varient de 66,9 % à lag 1 à 42,9 % à lag 6 pour des intervalles d'une heure.

On constate ensuite que pour un même horizon, en termes de temps, l'utilisation d'intervalles classés plus longs permet de meilleures prédictions dans tous les cas : pour un horizon à 30 minutes par exemple, les prédictions avec des intervalles de 30 minutes (à lag 1) sont meilleures qu'avec des intervalles de 15 minutes (à lag 2) : 72,0 % contre 70,7 %. De la même façon, les intervalles d'une heure permettent de meilleures prédictions à 1 heure qu'avec les intervalles de 30 et 15 minutes, donnant respectivement 66,9 %, 58,8 % et 58,0 %. Nous devons cependant relativiser cette dernière remarque par le fait que les tailles d'échantillon ne sont pas les mêmes selon les tailles d'intervalles étudiés. Le modèle est en effet testé sur 121860 intervalles de 15 minutes, 60930 intervalles de 30 minutes et 30465 intervalles d'une heure.

4.3.3 Prédictions des séries temporelles par k-NN

Le principe de cette méthode demeure semblable au principe précédemment présenté (section 4.2.1) : il s'agit de rechercher dans l'historique les successions de classes de variations similaires à la séquence d'évènements précédant les instants de prédictions voulus. La prédiction à l'horizon h correspond alors à la classe la plus fréquemment observée suivant les séquences retrouvées dans l'historique à lag h .

Dans un premier temps, l'ensemble des données a été découpé en intervalles classés de 15 minutes, cherchant à prédire les classes de variations pour un horizon maximal $h = 24$ de 6 h. La taille des séquences définie par la valeur de k est déterminante : l'optimisation des modèles k-NN passe par le choix adéquat de $k \in [1; 8]$ ². Les performances de k-NN testés, en termes de taux de bonnes prédictions, sont présentées

2. La taille maximale des séquences recherchées dans l'historique a été limité à 8 car au-delà, le nombre de prédictions

dans le tableau III.7. Nous pouvons tout d’abord constater que les taux de bonnes prédictions chutent quand l’horizon croît, passant dans les meilleurs des cas de 83,3 % à lag 1 à 52,5 % à lag 6 et 47,9 % à lag 24.

k \ horizons	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6	lag 12	lag 24	Prédictions impossibles
	t + 15 mn	t + 30 mn	t + 45 mn	t + 60 mn	t + 75 mn	t + 90 mn	t + 180 mn	t + 360 mn	
1	83,30	70,66	63,43	57,96	54,03	50,75	46,01	41,73	0
2	83,31	70,96	63,85	58,50	54,08	50,85	46,81	42,12	0
3	83,31	70,93	63,98	58,69	54,35	51,60	46,71	42,62	0
4	83,31	70,97	64,20	58,80	54,30	52,15	47,15	43,43	0
5	83,28	70,94	64,16	58,71	54,22	52,23	47,58	44,09	0
6	83,12	70,82	64,09	58,48	54,47	52,46	47,63	44,73	0,15
7	82,67	70,56	63,63	58,04	54,64	52,35	48,30	45,42	0,54
8	81,90	69,73	63,06	57,62	54,25	52,03	48,83	47,91	1,35

TABLE III.7 – Taux de réussite (%) des prédictions des classes de variations d’intervalles de 15 minutes avec des modèles k-NN, k ∈ [1, 8]. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances ne considérant que les modèles ne présentant aucune prédiction impossible, les chiffres en rouge désignent les meilleures performances considérant l’ensemble des modèles

La dégradation des performances est visible sur l’exemple de la figure III.30 : on peut constater en effet que les variations prédites à lag 1 tracent un signal dont les motifs suivent ceux du signal observé avec un décalage temporelle (Fig.III.30.a), présentant les mêmes caractéristiques qu’une persistance à lag 1. Ce signal prédit ressemble de moins en moins au signal observé lorsque les lags augmentent (Fig.III.30.b et III.30.c).

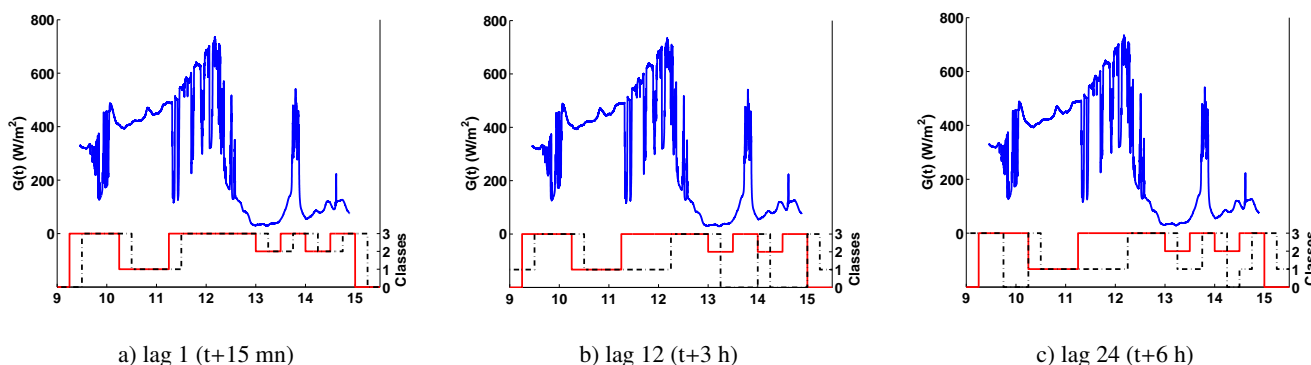


FIGURE III.30 – Résultats des prédictions d’un k-NN, avec k = 4 utilisant des intervalles classés de 15 minutes (journée du 17 novembre 2010 à Propriano). La courbe rouge présente les classes de variation observées, la courbe noire pointillée présente les classes prévues

Par ailleurs, les performances des modèles k-NN évoluent que faiblement avec la valeur de k, le taux de réussite variant de moins de 2 points quelque soit l’horizon considéré. Nous pouvons cependant remarquer des tendances : k ∈ [1; 4] permettent de mieux prédire le premier horizon, tandis que k = 4 seul permet de meilleures prédictions pour les horizons h ∈ [2; 4]. Enfin les meilleures performances de prédictions pour les horizons plus lointains sont obtenues pour k = 6, k = 7 ou k = 8. Ainsi, on peut noter la tendance selon impossibles devenant important

laquelle plus l'horizon en termes de lags est important, plus les séquences utilisées sont longues. Nous pouvons cependant regretter l'existence de prédictions impossibles pour $k \in [6; 8]$: certaines séquences précédant la classe à prédire n'ayant pas été retrouvées dans l'historique, aucune prédiction des classes suivant ces séquences particulières n'a pu être réalisée. Ainsi, même si les modèles 6-NN, 7-NN et 8-NN ont les meilleures performances pour certains lags, leur utilisabilité peut-être remise en question. Il semble donc opportun, à la vue de ces premiers résultats, de choisir un modèle k-NN avec $k = 4$ qui semble le modèle le plus prometteur pour la prédiction de nos classes de variations. Il permet toutes les prédictions, donne les meilleurs résultats pour $h \in [1; 4]$ et des résultats proches des meilleurs pour les autres horizons.

Les prédictions à horizons lointains peuvent se faire en découpant la journée en intervalles plus longs de 30 minutes ou 1 heure. De la même façon qu'avec les intervalles de 15 minutes, des k-NN avec $k \in [1; 8]$ ont été testés (Tab.III.8, III.9), permettant de choisir les modèles adaptés à chacune de ces entrées :

k \ horizons	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6	lag 12	Prédictions impossibles
	$t + 30$ mn	$t + 60$ mn	$t + 90$ mn	$t + 120$ mn	$t + 150$ mn	$t + 180$ mn	$t + 360$ mn	
1	71,95	58,77	52,38	50,29	48,94	47,31	43,75	0
2	72,15	59,69	53,30	50,70	49,38	48,13	45,14	0
3	72,24	59,54	54,05	51,43	50,44	49,35	46,28	0
4	72,28	59,47	54,38	51,64	50,53	49,60	47,77	0
5	71,87	60,00	54,25	51,66	50,77	50,53	50,32	0,17
6	71,05	58,88	53,49	51,19	50,61	51,13	55,40	0,95
7	69,24	56,97	52,29	50,12	50,11	50,17	60,96	3,35
8	66,23	54,90	50,62	49,15	48,47	48,43	58,61	7,91

TABLE III.8 – Taux de réussite (%) des prédictions des classes de variations d'intervalles de 30 minutes avec des modèles k-NN, $k \in [1, 8]$. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances ne considérant que les modèles ne présentant aucune prédiction impossible, les chiffres en rouge désignent les meilleures performances considérant l'ensemble des modèles

k \ horizons	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6	Prédictions impossibles
	$t + 1$ h	$t + 2$ h	$t + 3$ h	$t + 4$ h	$t + 5$ h	$t + 6$ h	
1	65,64	55,14	51,81	49,67	49,51	48,30	0
2	66,10	55,45	52,81	51,95	51,34	50,37	0
3	66,44	55,62	52,93	52,82	52,09	54,01	0
4	66,31	55,56	53,54	52,50	54,74	61,24	0
5	65,27	55,71	52,64	54,72	62,04	61,18	0,45
6	63,78	54,16	54,33	61,04	60,84	59,99	2,01
7	60,52	54,24	59,14	57,72	58,33	57,06	6,91
8	57,89	57,12	55,19	54,26	54,25	53,52	15,03

TABLE III.9 – Taux de réussite des prédictions et taux de prédictions impossibles (%) des classes de variations d'intervalles de 1 heure avec des modèles k-NN, $k \in [1, 8]$. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances ne considérant que les modèles ne présentant aucune prédiction impossible, les chiffres en rouge désignent les meilleures performances considérant l'ensemble des modèles

– Pour les intervalles de 30 minutes (Tab.III.8), on peut constater qu'à horizon proche, les classes de

variations sont prédites avec plus de succès pour $k = 4$ ou $k = 5$ selon les lags étudiés. Les horizons lointains quant-à eux, nécessitent des séquences plus longues puisque les lags 5 et 6 sont mieux prédits respectivement avec $k = 7$ et $k = 6$, tandis que $k = 8$ permet plus de bonnes prédictions pour les lag 12 et 24. On peut cependant déplorer l'existence de prédictions impossibles pour $k \in [6; 8]$: ces modèles ne sont donc pas totalement fiables, les rendant difficilement utilisables. Face aux performances des modèles et considérant ces prédictions impossibles, $k = 4$ a été le modèle sélectionné.

- Concernant les intervalles de 1 heure (Tab.III.9), il existe aussi des prédictions impossibles pour $k \in [5; 8]$, éliminant d'emblée ces modèles. Ensuite, les meilleures prédictions sont toujours réalisées avec $k = 3$ ou $k = 4$. On peut cependant constater que les performances du modèle 4-NN sont toujours légèrement inférieures à celles du 3-NN pour les lags 1, 2 et 4, présentant des différences de 0,1 à 0,3 %. La réciproque n'est pas vérifiée : les performances du modèle 4-NN sont largement supérieures à celles du modèle 3-NN pour les lags 3, 5 et 6, avec des différences de 0,5 à 7,2 %. Ainsi, dans l'ensemble, le 4-NN semble présenter de meilleurs résultats.

Nous utiliserons donc les 4-NN pour les trois longueurs d'intervalles classés étudiées. A l'instar de la persistance, les intervalles classés plus longs permettent de meilleures performances de prédictions pour les horizons plus lointains. En effet (Fig.III.31)

- Des intervalles de 15 minutes permettent 71,0 % de bonnes prédictions à l'horizon de 30 minutes (à lag 2) tandis qu'on a 72,3 % de bonnes prédictions, pour le même horizon, avec des intervalles de 30 minutes (à lag 1).
- Les intervalles de 15 minutes offrent 58,8 % de prédictions correctes à horizon de 1 h (à lag 4), contre 59,5 % avec des intervalles de 30 minutes (à lag 2) et 66,3 % avec des intervalles de 1 h (à lag 1).

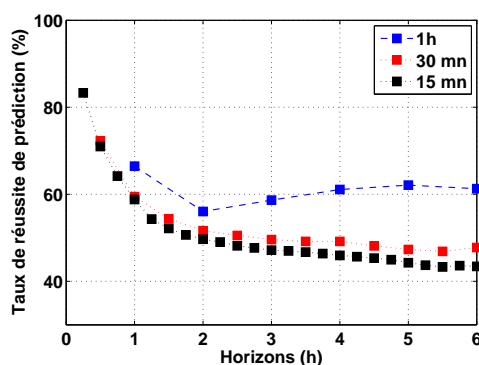


FIGURE III.31 – Taux de réussite des prédictions réalisées avec le modèle 4-NN en fonction des horizons étudiés

4.3.4 Prédiction des séries temporelles par RNA

Les réseaux de neurones artificiels ont été appliqués à ces séries temporelles afin de prédire les variations à venir pour différentes longueurs d'intervalles. Dans tous les cas, seuls 6 lags ont été prédits afin de limiter la complexité des modèles étudiés.

La première difficulté dans l'application des RNA réside dans l'interprétation de leurs sorties. Celles-ci sont en effet réelles et non entières comme attendu et nécessitent donc un post-traitement dont le principe consiste à définir les intervalles de valeurs des sorties correspondant aux classes de variations. Comme il ne ressort pas directement d'intervalles de valeurs équivalentes aux classes, ceux-ci ont été délimités en faisant varier leurs bornes, les intervalles permettant de maximiser les taux de bonnes prédictions des 6 horizons à venir étant retenus.

L'optimisation des RNA est un enjeu important : [Voyant et al. \(2011\)](#) dressent la liste des paramètres à définir. Nous nous sommes particulièrement focalisés sur le nombre et la nature des entrées ainsi que sur le nombre de neurones cachés. A l'instar des travaux de [Voyant et al. \(2011\)](#), nous avons considéré les paramètres du modèle orthogonaux, l'optimisation se faisant alors en figeant l'ensemble des paramètres sauf celui qu'on cherche à déterminer. La paramétrisation de notre modèle résulte alors d'une procédure séquentielle : dans un premier temps, les entrées ont été définies puis le nombre de neurones N_c de l'unique couche cachée a été déterminé.

Les entrées ont fait l'objet d'une optimisation suivant deux axes : fixant $N_c = 1$ pour les intervalles de 15 mn, 30 mn et 1 h,

1. la nature des entrées, associant aux entrées endogènes³ des entrées exogènes⁴. Les entrées exogènes utilisées dans cette étude sont des indices spatio-temporels : il s'agit de détailler les instants de mesures des évènements et de les localiser géographiquement, étant donné que l'historique est constitué de mesures réalisées sur 11 sites différents sur une période supérieure à 1 an et présentant des discontinuités. Nous traduisons ainsi alors les hypothèses selon lesquelles certaines successions d'évènements peuvent être liées au lieu de mesures, et qu'il peut exister une temporalité des phénomènes : certaines successions d'évènements sont saisonnières ou diurnes. Trois types d'indices ont été étudiés indépendamment les uns des autres :

- (a) **un indice de temps** I_{tps} résumant l'heure, le jour, le mois et l'année de l'évènement ;
- (b) **un indice spatial** $I_{\text{géo}}$ représenté par l'altitude du site de mesures. Cet indice a été préféré aux coordonnées géographiques, les sites étant proches, celles-ci ne seraient pas assez discriminantes ;

3. Les entrées endogènes sont les entrées de même nature que les sorties du modèle : il s'agit ici de classes de variations.

4. Les entrées exogènes sont des entrées de nature différente aux sorties du modèle.

(c) **un indice spatio-temporel** $I_{G_{ClS}}$: le rayonnement global en conditions de ciel clair journalier G_{ClS} simulé par le modèle ESRA (Rigollier et al., 2000) présenté dans la partie II. Le rayonnement dépend en effet du lieu et de l'instant.

2. le nombre d'entrées : nous cherchons à limiter le nombre d'entrées afin de limiter la complexité du modèle. Une procédure itérative a été mise en place pour éliminer les entrées superflues. Considérant initialement 8 entrées endogènes et autant d'entrées exogènes associées, un modèle RNA est généré, ces performances en termes de prédictions sont calculées puis les poids reliant les entrées au neurone caché sont examinés. L'entrée associée au poids le plus faible est lors éliminée, cette entrée étant considérée superflue. Cette procédure est réitérée jusqu'à n'avoir qu'une seule entrée. Le modèle retenu sera celui qui maximise le nombre de bonnes prédictions.

Il résulte de ces optimisations des choix d'entrées différents selon les longueurs d'intervalles. Les choix des meilleurs modèles sont dans certains cas assez délicats puisque les performances des prédictions évoluent en fonction des horizons étudiés. La moyenne des prédictions sur les 6 lags a été choisie pour discriminer les différents modèles.

Pour des intervalles classés de 15 minutes seuls les indices I_{tps} et $I_{G_{ClS}}$ semblent améliorer sensiblement les performances des RNA (Tab.III.10) pour tous les lags supérieurs à 1. Le modèle utilisant I_{tps} donnent les meilleurs résultats pour lag 3 et lag 4 tandis que $I_{G_{ClS}}$ permettent de maximiser les taux de réussite pour les lag 2, lag 5 et lag 6, donnant des résultats proches des meilleurs pour les autres lags. On peut noter d'un autre côté que ces modèles nécessitent respectivement 14 et 9 entrées. Ainsi au nom du principe de parcimonie et considérant la proximité des performances de ces deux modèles, il semble plus intéressant de conserver le modèle utilisant $I_{G_{ClS}}$ excepté lorsqu'on veut prédire à lag 1 pour lequel les données endogènes suffisent.

Entrées \ horizons	N ^{bre} d'entrées optimal	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6
		$t + 15$ mn	$t + 30$ mn	$t + 45$ mn	$t + 60$ mn	$t + 75$ mn	$t + 90$ mn
Endogène	2 (2 endo)	83,30	70,97	64,03	58,88	55,78	53,67
Endogène + I_{tps}	14 (8 endo-6 exo)	82,02	71,03	65,14	59,99	55,88	53
Endogène + $I_{géo}$	5 (4 endo-1 exo)	83,30	70,97	64,03	58,72	55,72	53,67
Endogène + $I_{G_{ClS}}$	9 (6 endo-3 exo)	81,96	71,22	65,01	59,92	55,89	53,69

TABLE III.10 – Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 15 minutes obtenues par des modèles RNA avec différentes entrées. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances

Pour les intervalles de 30 minutes, les indices ont tendance à détériorer les performances des modèles (Tab.III.11). Ainsi, le modèle utilisant 2 entrées endogènes présente les meilleures performances pour l'ensemble des lags excepté lag 3. Ce modèle sera donc privilégié aux autres, d'autant qu'il nécessite peu d'entrées.

Entrées \ horizons	N ^b re d'entrées optimal	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6
		$t + 30$ mn	$t + 60$ mn	$t + 90$ mn	$t + 120$ mn	$t + 150$ mn	$t + 180$ mn
Endogène	2 (2 endo)	71,82	58,89	52,20	50,18	48,74	47,29
Endogène + I_{tps}	16 (8 endo-8 exo)	69,67	57,47	51,89	49,79	48,39	46,94
Endogène + $I_{\text{géo}}$	6 (5 endo-1 exo)	71,38	58,84	52,32	50,16	48,73	47,27
Endogène + I_{GCIs}	13 (7 endo-6 exo)	58,67	53,67	50,94	49,27	47,94	46,59

TABLE III.11 – Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 30 minutes obtenues par des modèles RNA avec différentes entrées. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances

Enfin, concernant les intervalles de 1 heure, le modèle intégrant 3 entrées endogènes seules est le plus prometteur. Il permet de meilleures statistiques pour l'ensemble des lags prédits et nécessite peu d'entrées (Tab.III.12).

Entrées \ horizons	N ^b re d'entrées optimal	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6
		$t + 1$ h	$t + 2$ h	$t + 3$ h	$t + 4$ h	$t + 5$ h	$t + 6$ h
Endogène	3 (3 endo)	62,59	57,07	53,49	50,50	49,46	48,52
Endogène + I_{tps}	13 (8 endo-5 exo)	56,11	54,57	52,64	50,85	49,90	48,88
Endogène + $I_{\text{géo}}$	12 (7 endo-5 exo)	56,37	55,93	53,35	50,06	49,05	48,03
Endogène + I_{GCIs}	10 (6 endo-4 exo)	60,55	55,58	52,90	50,55	49,14	48,34

TABLE III.12 – Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 1 heure obtenues par des modèles RNA avec différentes entrées. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances

Le nombre de neurones de la couche cachée N_c dépend du nombre d'entrées N_e . Nous trouvons dans la littérature plusieurs relations liant N_c à N_e . Ainsi $N_c = N_e$ selon Wierenga et Kluytmans (1994) ou $N_c = 0,75.N_e$ selon Venugopal et Baets (1994) voire $N_c = \sqrt{N_e.N_s}$ avec N_s le nombre de sorties (Shepard, 1990). Dans nos cas, l'optimisation des neurones cachés sera réalisée sur chaque modèle dont les entrées ont déjà été optimisées, testant un nombre de neurones cachés $N_c = [1; \max(N_e, \sqrt{N_e.N_s})]$.

Dans ce contexte, des valeurs $N_c \in [1; 8]$ ont été testées pour les intervalles classés de 15 minutes (Tab.III.13). On peut remarquer que les meilleures performances pour les 3 premiers lags sont obtenues avec $N_c = 6$, $N_c = 7$ et $N_c = 5$, les trois lags suivants étant mieux prédits avec $N_c = 3$ et $N_c = 2$. Ces performances en termes de taux de réussite de prédictions sont cependant à mettre en perspective avec les complexités des modèles engendrés. Le nombre de paramètres à calculer pour un RNA augmente de façon très importante avec le nombre de neurones cachés. Ainsi pour une couche cachée de N_c neurones, N_e entrées et N_s sorties, le RNA comptera $N_w = N_c(N_e + N_s)$ neurones cachés et N_c biais, au total $N_w = N_c(N_e + N_s + 1)$ paramètres. Il est donc important de limiter au maximum N_c .

$N_c \in [1; 4]$ ont été testés pour les intervalles de 30 minutes, montrant qu'il faut 3 ou 4 neurones cachés pour maximiser les performances du RNA au lag 1, lag 2 et lag 3. Ces modèles donnent des performances

N_c \ horizons	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6
	$t + 15$ mn	$t + 30$ mn	$t + 45$ mn	$t + 60$ mn	$t + 75$ mn	$t + 90$ mn
1	81,86,	71,22	65,01	59,92	55,89	53,69
2	78,19	69,15	64,35	60,91	58,28	56,06
3	83,22	71,46	64,52	61,31	57,51	54,45
4	83,25	71,80	64,25	60,69	57,09	53,63
5	82,91	71,64	65,28	60,26	56,14	52,68
6	83,26	72,11	64,45	60,39	56,76	51,03
7	83,24	72,40	64,84	60,72	57,30	50,74
8	82,92	71,26	64,62	60,95	57,39	53,84

TABLE III.13 – Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d’intervalles de 15 minutes obtenues par des modèles RNA avec 6 entrées endogènes et 3 indices I_{Gcls} en fonction du nombre de neurones dans la couche cachée. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances

très basses pour les lags suivants, de telle sorte que $N_c = 1$ est à privilégier. Il donne les meilleurs résultats pour les prédictions à lag 4, lag 5 et lag 6 et présente des performances très proches des meilleures pour les autres prédictions. En plus, c’est le modèle le moins complexe (Tab.III.14). De la même façon et pour les mêmes raisons, le RNA avec $N_c = 1$ est préféré parmi $N_c \in [1; 5]$ pour les intervalles de 1 h (Tab.III.15).

N_c \ horizons	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6
	$t + 30$ mn	$t + 60$ mn	$t + 90$ mn	$t + 120$ mn	$t + 150$ mn	$t + 180$ mn
1	71,82	58,89	52,20	50,18	48,74	47,29
2	71,82	58,74	52,20	49,22	42,31	44,62
3	71,82	58,90	52,25	49,60	32,26	30,48
4	71,82	58,72	51,08	49,60	37,76	31,68

TABLE III.14 – Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d’intervalles de 30 minutes obtenues par des modèles RNA avec 2 entrées endogènes en fonction du nombre de neurones dans la couche cachée. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances

N_c \ horizons	lag 1	lag 2	lag 3	lag 4	lag 5	lag 6
	$t + 1$ h	$t + 2$ h	$t + 3$ h	$t + 4$ h	$t + 5$ h	$t + 6$ h
1	62,59	57,07	53,49	50,50	49,46	48,52
2	63,14	65,94	55,26	50,79	20,76	17,56
3	62,97	66,55	55,33	34,89	23,75	20,91
4	63,40	65,37	54,58	34,25	25,16	25,28
5	64,83	66,75	55,24	35,15	25,94	21,36

TABLE III.15 – Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d’intervalles de 1 heure obtenues par des modèles RNA avec 3 entrées endogènes en fonction du nombre de neurones dans la couche cachée. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances

Etudiant un exemple de signal généré par notre réseau de neurone, pour des intervalles de 15 mn, on remarque tout d’abord que les prédictions aux différents lags sont identiques mais décalés dans le temps. Par ailleurs, on retrouve les motifs du signal cible quelque soit le lag étudié, avec un délai plus ou moins long

selon les lags (Fig.III.32) : on observe un décalage de 15 minutes pour les prédictions à lag 1 (Fig.III.32.a) qui augmente jusqu'à 1h45 pour les prédictions à lag 6 (Fig.III.32). Ainsi s'aperçoit-on que le RNA ainsi généré a le comportement général d'une persistance.

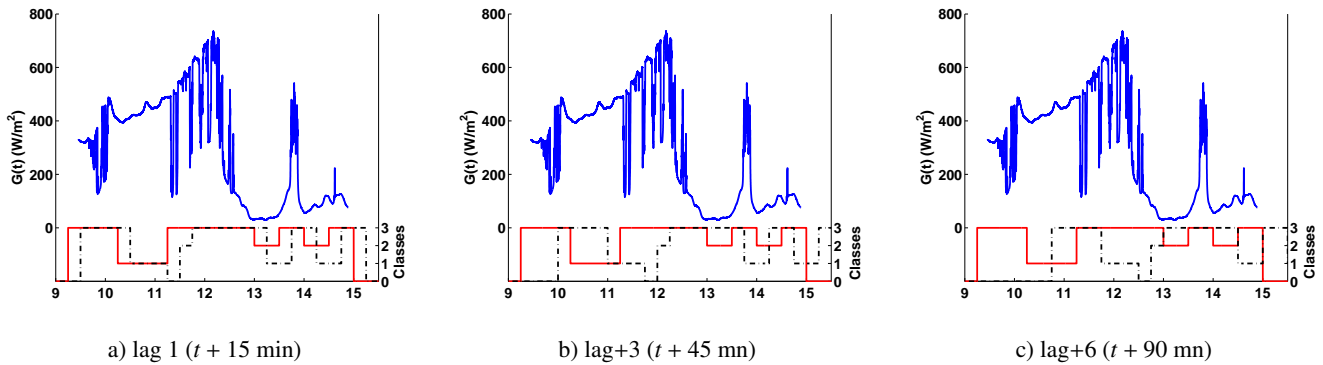


FIGURE III.32 – Résultats des prédictions du RNA optimisé ($N_e = 9$ dont 5 entrées endogènes et 3 entrées exogènes et $N_c = 1$) utilisant des intervalles classés de 15 minutes (journée du 17 novembre 2010 à Propriano). La courbe rouge présente les classes de variations observées, la courbe noire pointillée présente les classes prévues

Enfin, utilisant les modèles optimisés pour les intervalles de 15 minutes, 30 minutes et 1 heure, on obtient les performances pour l'ensemble des horizons considérés présentées dans la figure III.33

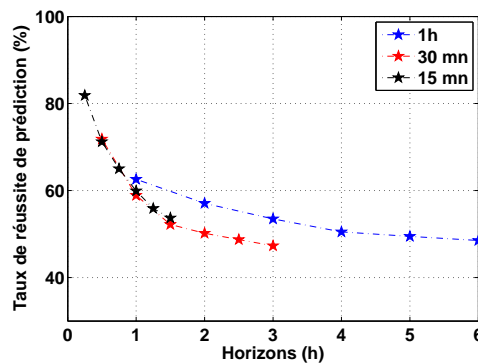


FIGURE III.33 – Taux de réussite des prédictions réalisées avec un modèle de RNA optimisé en fonction des horizons étudiés.

Contrairement à ce qui a été remarqué avec les k-NN, on peut observer que les intervalles de 30 minutes ne permettent pas nécessairement de meilleures prédictions que ceux de 15 minutes. Ainsi, pour des horizons de 1 h et 1 h 30, les intervalles de 15 minutes permettent respectivement 59,9 % et 53,7 % de bonnes prédictions contre 58,9 % et 52,2 % avec des intervalles de 30 minutes. On peut par ailleurs noter que pour les horizons d'1 h, 2 h ou 3 h, les intervalles d'1 h permettent de meilleurs résultats que les autres types d'intervalles, donnant respectivement 62,6 %, 57,1 % et 53,5 % de bonnes prédictions.

4.3.5 Comparaison des modèles et conclusion

La figure III.34 présente les taux de réussite des prédictions aux différents horizons étudiés obtenus avec les trois modèles optimisés.

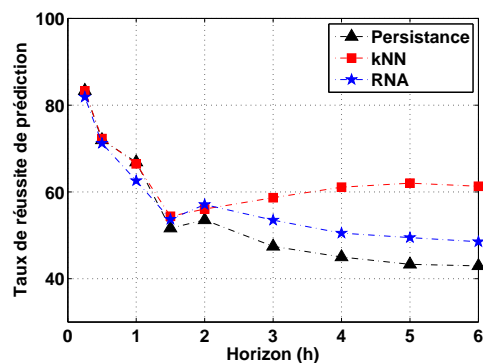


FIGURE III.34 – Taux de réussite des meilleures prédictions réalisées avec les modèles de persistance, k-NN et RNA optimisés en fonction des horizons étudiés.

Il découle tout d'abord de cette étude que quelque soit le type de modèle utilisé (persistance, k-NN ou RNA) il est nécessaire d'utiliser des intervalles de différentes durées pour réaliser des prédictions à des horizons plus ou moins lointains :

1. à horizons inférieurs à 1 heure, on peut utiliser des intervalles classés de 15 et 30 minutes qui donnent des résultats très proches quelque soit le modèle. Pour avoir une meilleure résolution temporelle, il semble intéressant d'utiliser des intervalles de 15 minutes ;
2. à horizon supérieur à 1 h, on utilise des intervalles de 1 h.

Nous pouvons ensuite constater que pour des prédictions à horizons proches (entre 15 minutes et 1 heure), les trois modèles donnent des résultats similaires, exception faite des performances à 1 heure des RNA qui sont inférieures aux performances des 2 autres modèles. Pour ces horizons, suivant le principe de parcimonie, la persistance sera préférée. Pour des horizons de 1 h à 2 h, les RNA semblent donner de meilleurs résultats. Enfin, au-delà de 2 h, les k-NN ont de meilleures performances. Une hybridation des modèles permettrait donc de meilleures performances des prédictions pour l'ensemble des horizons.

Conclusion

La première partie de cette thèse avait indirectement introduit la problématique de l'intermittence de la ressource solaire et du foisonnement de la production photovoltaïque.

Le but de cette troisième partie était alors d'étudier l'intermittence de la ressource solaire en Corse dans l'optique de la caractériser, de démontrer l'existence d'un phénomène de foisonnement et de démontrer la prédictibilité des variations.

Après avoir présenté les mesures et leur traitement, une procédure de classification des variations a été mise en place. Sa particularité est de considérer les journées comme des successions d'intervalles de variations, pas forcément de même durée, délimités selon les changements de régime d'ensoleillement. Les seuils utilisés pour définir les intervalles, le seuil de variabilité, les seuils inter et intra-intervalles et les échelles de variations ont fait l'objet de discussions.

Cette méthode de classification a été appliquée à l'ensemble des mesures des différents sites afin d'en déterminer les caractéristiques météorologiques. Sur l'échantillon étudié, il a été montré que le site d'Ajaccio semblait être le site dont la météorologie était la plus stable tandis que celle de Bonifacio était particulièrement variable.

Les classes de variations ont été utilisées par la suite pour démontrer l'existence d'un phénomène de foisonnement en rendant compte de changements de classes : l'ensemble des événements dont les variations étaient suffisamment importantes pour être classées « variations fortes » est restreint lorsqu'on cumule l'ensemble des sites. Ainsi, les fluctuations observables à l'échelle de 1 s, classées C_2 , représentent entre 5 et 15 % du temps de mesures des sites individuels tandis qu'elles représentent 1,7 % lorsque les mesures sont cumulées. Un algorithme génétique a ensuite été implémenté pour optimiser le phénomène de foisonnement, permettant de réduire quasiment à néant le nombre d'intervalles fortement variables. Les variations de classe C_2 ne représentent plus que 0,13 % des mesures après optimisation. Une carte de dispersion optimale des installations PV est alors présentée.

Enfin la prévisibilité des classes de variations est étudiée. Il a été démontré dans un premier temps qu'il était indispensable de convertir les suites d'intervalles assorties de leurs régimes de variations en une série temporelle d'intervalles constants classés, les réseaux de neurones et k-NN ne permettant pas de prédire les durées des intervalles bruts. Ensuite, les modèles de persistance, de k-NN et des réseaux de neurones ont été testés sur ces séries temporelles. Une hybridation de ces trois modèles est envisageable

pour permettre de meilleures prédictions. La persistance offre de meilleures performances pour les horizons proches, inférieurs à une heure, permettant 83,3 % de bonnes prédictions à horizon de 15 minutes et 66,9 % à 1 heure. Les RNA permettent des prédictions à des horizons intermédiaires, entre 1 h et 2 h, obtenant 57,1 % de bonnes prédictions à horizon de 2 h. Enfin des k-NN donnent de meilleures performances pour les horizons plus lointains, permettant 58,7 % à 3 h, 61,1 % à 4 h et 61,2% à 6 h. Il a enfin été montré que plus les horizons étaient éloignés, plus les intervalles classés définissant la série temporelle devaient être longs.

Cette étude est donc une première approche dans l'optique de dépasser la limite des 30 % de production d'origine renouvelable intermittente en Corse, préconisant tout d'abord l'optimisation d'un foisonnement permettant de limiter les occurrences de variations trop importantes. Il a par ailleurs été démontré la possibilité de prédire les variations par l'application de différents modèles. Ces prédictions de variations permettront au gestionnaire de réseau de les anticiper et de les gérer en utilisant les différents moyens de production. La prédiction à moyens termes, sur plusieurs heures permettront d'établir des stratégies étalées tandis que les prédictions à l'heure offriront au gestionnaire l'opportunité d'anticiper la montée en puissance des TAC et générateurs thermiques. Enfin les prédictions à courts termes permettront d'agir sur les moyens de production hydrauliques, voire sur les centrales PV elles mêmes.

Références

- Brockwell, P., et Davis, R. (1987). *Time Series : Theory and Methods*. New York : Springer-Verlag.
- Cao, J., et Cao, S. (2006). Study of forecasting solar irradiance using neural networks with preprocessing sample data by wavelet analysis. *Energy*, 31(15), 3435–3445.
- Chaabene, M., et Ben Ammar, M. (2008). Neuro-fuzzy dynamic model with Kalman filter to forecast irradiance and temperature for solar energy systems. *Renewable Energy*, 33(7), 1435–1443.
- Cybenko, G. (1989). Approximation by superpositions of a sigmoidal function. *Mathematics of Control, Signals, and Systems (MCSS)*, 2(4), 303–314.
- 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.
- Denholm, P., et Margolis, R. (2007). Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems. *Energy Policy*, 35(5), 2852–2861.
- EDF SEI. (2011). Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre/Demande d'électricité Corse (Rapport technique). Consulté sur <http://sei.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/SEI/corp/Bilan-previsionnel-2011-Corse.pdf>
- Eltawil, M. A., et Zhao, Z. (2010). Grid-connected photovoltaic power systems : Technical and potential problems - a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 112–129.
- 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.
- Goldberg, D. E. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning* (Addison-WesleyEditors, Ed.). Addison-Wesley.
- Haurant, P., Oberti, P., et Muselli, M. (2011). Multicriteria selection aiding related to photovoltaic plants on farming fields on Corsica island : A real case study using the ELECTRE outranking framework. *Energy Policy*, 39(2), 676–688.
- Hocaoglu, F. O., Gerek, m. N., et Kurban, M. (2008). Hourly solar radiation forecasting using optimal coefficient 2-D linear filters and feed-forward neural networks. *Solar Energy*, 82(8), 714–726.
- Holland, J. (1975). *Adaptation in Natural and Artificial Systems* (Vol. Ann Arbor ; J. H. Holland, Ed.) (N° 53). University of Michigan Press.
- Hornik, K. (1991). Approximation capabilities of multilayer feedforward networks. *Neural Networks*, 4(2), 251 - 257.
- Jewell, W., et Unruh, T. (1990, mars). Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 5(1), 8–14.
- Kasten, F., et Young, A. T. (1989). Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied*

- optics*, 28(22), 4735–4738.
- Kemmoku, Y., Orita, S., Nakagawa, S., et Sakakibara, T. (1999). Daily insolation forecasting using a multi-stage neural network. *Solar Energy*, 66(3), 193–199.
- Levenberg, K. (1944). A method for the solution of certain non-linear problems in least squares. *Quarterly Journal of Applied Mathematics*, II(2), 164–168.
- Li, D., et Lam, J. (2001). An analysis of climatic parameters and sky condition classification. *Building and Environment*, 36(4), 435–445.
- Maafi, A., et Harrouni, S. (2003). Preliminary results of the fractal classification of daily solar irradiances. *Solar Energy*, 75(1), 53–61.
- Madsen, K., Nielsen, H., et Tingleff, O. (2004). Methods for non-linear least squares problems (Technical report). Technical University of Denmark.
- Marquardt, D. W. (1963). An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters. *SIAM Journal on Applied Mathematics*, 11(2), 431–441.
- Marquez, R., et Coimbra, C. F. (2011). Forecasting of global and direct solar irradiance using stochastic learning methods, ground experiments and the NWS database. *Solar Energy*, 85(5), 746–756.
- Mefti, A., Adane, A., et Bouroubi, M. (2008). Satellite approach based on cloud cover classification : Estimation of hourly global solar radiation from meteosat images. *Energy Conversion and Management*, 49(4), 652–659.
- Mellit, A., Benghanem, M., Arab, A. H., et Guessoum, A. (2005). A simplified model for generating sequences of global solar radiation data for isolated sites : Using artificial neural network and a library of Markov transition matrices approach. *Solar energy*, 79(5), 469–482.
- Mellit, A., et Kalogirou, S. A. (2008). Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications : A review. *Progress in Energy and Combustion Science*, 34(5), 574 - 632.
- Mellit, A., et Pavan, A. M. (2010). A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network : Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy. *Solar Energy*, 84(5), 807–821.
- Muselli, M., Poggi, P., Notton, G., et Louche, A. (2000). Classification of typical meteorological days from global irradiation records and comparison between two Mediterranean coastal sites in Corsica Island. *Energy Conversion and Management*, 41(10), 1043–1063.
- 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.
- Otani, K., Minowa, J., et Kurokawa, K. (1997). Study on areal solar irradiance for analyzing areally-totalized PV systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 47(1-4), 281–288.
- Paatero, J., et Lund, P. (2007). Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks. *Renewable Energy*, 32(2), 216–234.
- Paoli, C., Voyant, C., Muselli, M., et Nivet, M. (2010). Forecasting of preprocessed daily solar radiation time series using neural networks. *Solar Energy*, 84(12), 2146–2160.
- Powell, M. J. D. (1987). Algorithms for approximation. In J. C. Mason et M. G. Cox (Eds.), (pp. 143–167). New York, NY, USA : Clarendon Press.

- Reda, I., et Andreas, A. (2004). Solar position algorithm for solar radiation applications. *Solar Energy*, 76(5), 577–589.
- 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.
- Rigollier, C., Lefèvre, M., et Wald, L. (2004). The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. *Solar Energy*, 77(2), 159–169.
- Rome, S., et Giorgetti, J. (2007). La montagne corse et ses caractéristiques climatiques. *La Météorologie*, 59.
- Shepard, R. (1990). Neural nets for generalization and classification : Comment on Staddon and Reid. *Psychological Review*, 34(4), 579–580.
- Soubdhan, T., Emilion, R., et Calif, R. (2009). Classification of daily solar radiation distributions using a mixture of Dirichlet distributions. *Solar Energy*, 83(7), 1056–1063.
- Sözen, A., Arcaklıoglu, E., Özalp, M., et Caglar, N. (2005). Forecasting based on neural network approach of solar potential in Turkey. *Renewable Energy*, 30(7), 1075–1090.
- Vallée, T., et Yildizoglu, M. (2001). Présentation des algorithmes génétiques et de leurs applications en économie. université de nantes et université montesquieu bordeaux IV.
- Venugopal, V., et Baets, W. (1994). Neural networks and statistical techniques in marketing research : A conceptual comparison. *Marketing Intelligence & Planning*, 12(7), 30–38.
- Voyant, C. (2011). Prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels. Thèse de doctorat, Université de Corse, Ajaccio.
- Voyant, C., Muselli, M., Paoli, C., et Nivet, M. (2011). Optimization of an artificial neural network dedicated to the multivariate forecasting of daily global radiation. *Energy*, 36(1), 348–359.
- Voyant, C., Muselli, M., Paoli, C., et Nivet, M.-L. (2012). Numerical weather prediction (nwp) and hybrid ARMA/ANN model to predict global radiation. *Energy*, 39(1), 341 - 355.
- Wierenga, B., et Kluytmans, J. (1994). Neural nets versus marketing models in time series analysis : a simulation study. In (pp. 1139–1153). University of Limburg.
- Woyte, A., Belmans, R., et Nijs, J. (2007). Fluctuations in instantaneous clearness index : Analysis and statistics. *Solar Energy*, 81(2), 195–206.
- Woyte, A., Thong, V., Belmans, R., et Nijs, J. (2006). Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(1), 202–209.
- Zervas, P., Sarimveis, H., Palyvos, J., et Markatos, N. (2008). Prediction of daily global solar irradiance on horizontal surfaces based on neural-network techniques. *Renewable Energy*, 33(8), 1796–1803.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Principaux résultats

La planification énergétique et l'intégration des systèmes énergétiques renouvelables sont des problématiques de premier ordre en Corse et constituent les sujets centraux de cette thèse. Celles-ci sont traitées au travers de travaux scientifiques interdisciplinaires partant d'une sélection multicritère de projets de centrales photovoltaïques à l'étude de la ressource solaire, sa distribution géographique et son intermittence.

La première partie de cette thèse constitue la base sur laquelle s'appuie ce travail. La politique énergétique corse orientée vers les énergies renouvelables ainsi que son potentiel solaire exceptionnel ont rendu l'île particulièrement attractive pour les industriels du secteur photovoltaïque. Dans ce contexte particulier, de nombreux projets d'installations photovoltaïques étaient soumis dès 2008 aux institutionnels et décideurs locaux. Seul un nombre restreint de ces projets pouvait être concrétisé afin de se plier aux contraintes liées à la stabilité du réseau et à la limite de 30 % de production intermittente fatale imposée par le décret ministériel du 23 avril 2008. Une sélection pour le compte de la Chambre Départementale d'Agriculture de Haute-Corse (CDA2B) a donc dû être opérée par application du modèle multicritère de surclassement ELECTRE IS dans le cadre d'une collaboration conventionnée entre l'Université de Corse, le CNRS et la CDA2B.

Les 16 projets initiaux ont été soumis à trois contraintes de présélection et évalués selon 8 critères balayant les points de vue énergétiques, géo-économiques, écologiques, d'impact visuel et de conflits d'usage. Les différents paramètres de ces critères tels que leurs poids relatifs normés, les seuils de discrimination et de veto ont été déterminés en concertation avec le commanditaire de l'étude.

L'application du modèle de surclassement ELECTRE IS a abouti à la recommandation de 4 projets parmi les 16 candidats. Ces projets conviendraient potentiellement un surface de 92,6 ha de terrain à vocation agricole, au lieu des 311 ha occupés par les 16 projets initiaux. Ils représenteraient une puissance cumulée de 27,1 MW_c sur les 98,17 MW_c, la limite régionale des 46 MW étant respectée. Enfin la concentration territoriale des installations est limitée, chacun des 4 projets sélectionnés étant distribués sur un poste de raccordement différent.

Cette étude a permis de démontrer que l'approche du surclassement ELECTRE offre un cadre analytique adapté et représente donc une alternative sérieuse à la méthode multicritère adoptée par la CTC. Cette dernière méthode se trouve en effet affaiblie d'un côté par l'absence d'une méthode transparente de pondération des critères, d'un autre côté par l'utilisation d'une simple moyenne arithmétique fortement

compensatoire pour agréger les évaluations des critères.

Notre méthode n'en demeure pas moins améliorable afin de gagner en objectivité, le mode d'évaluation des critères, basé sur les informations fournies par les industriels, étant un point faible. Il s'agirait ainsi de renseigner certains critères, tels que l'estimation du productible net ou l'évaluation de l'impact visuel, sur la base de données quantifiées directement par les évaluateurs.

Dans ce contexte, l'évaluation du critère d'estimation du productible net a été l'objet d'une attention particulière. Il s'agit de disposer d'estimations du potentiel solaire dont le processus de calcul est maîtrisé et dont la précision est bien connue. Ainsi, la partie II a été consacrée à la construction de cartes hautes résolutions d'irradiations solaires suivant un processus de désagrégation d'images satellites Météosat-8 avec prise en compte des effets du relief. Ce processus est décomposé en deux étapes : il s'agit d'une part de corriger les estimations de rayonnements solaires en prenant en compte l'effet de l'élévation locale sur l'épaisseur de la colonne atmosphérique, et d'autre part d'appliquer les effets de masque dûs à l'horizon sur les composantes directes et diffuses de l'irradiation globale.

La méthode de désagrégation a fait l'objet d'une étude approfondie, ses sous-modèles ont été présentés, discutés et validés, les erreurs de chacun d'entre eux étant quantifiées. Il a alors été montré que la décomposition de l'irradiance globale en irradiances diffuses et directes induisait des erreurs de l'ordre de 30 % que la réagrégation atténuait, tandis que les procédures de calculs d'horizons et de prise en compte des masques présentaient des performances remarquables. Les apports de chaque étape du traitement en termes de précision des estimations d'irradiations solaires ont été montrées. Si la première étape ne permettait pas d'évolutions positives notables, les estimations du rayonnement solaire gagnaient en précision dans 2/3 des cas étudiés au terme de la désagrégation, montrant que la prise en compte des masques améliore sensiblement les estimations. Un algorithme de synthèse de cartes a été mis en place générant un ensemble de cartes d'une résolution de 1 arc-sec avec un pas de temps de 15 minutes aux heures extrêmes de chaque journée.

L'analyse multicritère a enfin soulevé la problématique de la concentration territoriale de la production photovoltaïque et de l'intermittence de la ressource. Celle-ci est l'objet de la dernière partie de cette thèse.

Il s'agissait dans cette étude de caractériser les variations de la ressource solaire au niveau de 11 sites de mesures dispersés sur le territoire corse, d'utiliser ces mesures pour quantifier le foisonnement territorial dont bénéficie l'île et de démontrer la prédictibilité de ces fluctuations.

Ce travail s'est basé sur une procédure de classification typologique des variations dont la particularité est de considérer les journées comme des successions de régimes d'ensoleillement plus ou moins variables, contrairement aux méthodes existant dans la littérature qui permettent de classer les journées dans leur globalité. Les paramètres et la robustesse de cette méthode ont été dans un premier temps étudiés et discutés, avant que la classification ne soit appliquée pour caractériser le météorologie des stations de mesures.

Les classes de variations ont ensuite permis de démontrer l'existence de foisonnement en Corse et

de le quantifier. L'ensemble des fluctuations classées « variations fortes », observables à l'échelle d'1 s et notées C_2 représentent entre 5,4 et 15,5 % du temps de mesures des sites étudiés individuellement, alors qu'elles représentent 1,7 % du temps lorsque les irradiances sont cumulées. Un algorithme génétique a été implémenté pour optimiser le phénomène, permettant de réduire à 0,13 % la fréquence des variations de classe C_2 . Une dispersion territoriale optimale des installations photovoltaïques a été proposée au terme de cette étude.

La prévision des classes de variations est enfin étudiée, montrant que la succession d'intervalles classés obtenus grâce à notre algorithme de classification devaient être convertie en séries temporelles de classes. Les modèles de persistance, de k-plus proches voisins et réseaux de neurones ont été testés sur ces séries. Ces modèles offrent des performances similaires pour les horizons proches, permettant 83,3 % de bonnes prédictions à 15 minutes et 66,9 % à une heure. Les réseaux de neurones sont légèrement plus performants pour les horizons de 1 h à 2 h, obtenant 57,1 % à 2 h. Enfin les k-NN donnent de meilleurs résultats au-delà de 2 h.

Perspectives

L'aide à la sélection multicritère présentée dans la partie I présentait l'inconvénient de reposer sur des évaluations tributaires des informations fournies par les industriels. Si le critère de productible net est maintenant renseignable par les évaluateurs eux-mêmes grâce aux cartographies de potentiel solaire présentées dans la partie II, les autres critères sont toujours évalués selon les données présentées dans les dossiers déposés par les industriels. Ceux-ci pourraient évoluer pour être à leur tour quantifiables par le collège des évaluateurs. Ainsi, le critère g_4 d'évaluation de la pertinence de l'étude de l'impact visuel par les industriels pourrait devenir un critère d'impact visuel évalué selon un indice calculé sur la base de la superficie de la zone de co-visibilités. On gagnerait ainsi encore en objectivité.

Par ailleurs, l'analyse multicritère pourrait aussi être mise en œuvre dans un cadre plus participatif (Froger et Oberti, 2002 ; Oberti, 2004), avec différents acteurs défendant diverses préoccupations plus ou moins conflictuelles.

Ensuite, la concentration territoriale des moyens de productions photovoltaïques, traitée indirectement comme une contrainte dans notre analyse multicritère, pourrait être considérée en cherchant à optimiser le foisonnement afin de rendre techniquement possible le dépassement de la limite des 30% d'énergie intermittente fatale intégrée au réseau sans le déstabiliser. Le but serait de tenir compte dans l'évaluation multicritère de la dispersion territoriale optimale des installations photovoltaïques. Il pourrait s'agir de définir un nouveau critère dont le principe serait, pour chaque nouveau projet, d'évaluer l'impact positif ou négatif sur l'équilibre régional recherché, en tenant compte des implantations existantes. La sélection des projets ne seraient plus opérées dans ce cas par poste de raccordement. Une autre alternative serait de déterminer les terrains susceptibles de recevoir de nouvelles installations, en tenant compte d'une contrainte de foisonnement sous forme de distribution géographique optimale.

Ensuite, le foisonnement ne garantissant pas l'élimination totale des fortes variations, l'anticipation de celles-ci est indispensable au gestionnaire de réseau afin de mettre en place une stratégie pour palier aux intermittences. La prédiction des classes de variations a été le sujet d'une étude dans la partie III. Les classes ne permettent pas de situer le niveau de production de la production photovoltaïque à venir, elle ne donnent d'informations que sur la forme de ces fluctuations si bien que ces prédictions doivent être complétées par des prédictions d'irradiations à différents horizons telles que celles réalisées par Voyant (2011) ; Voyant et al. (2011).

Enfin, il s'agirait d'établir les stratégies permettant au gestionnaire de réseau de réagir aux intermit-
tences de la production PV en agissant sur les autres moyens de production. D'autre part, il serait question
de construire des outils d'aide à la décision afin d'épauler le gestionnaire de réseau dans son choix de
scénario une fois que celui-ci dispose de prédictions fiables.

Références

- Froger, G., et Oberti, P. (2002). Gouvernance et développement durable. l'aide multicritère à la décision participative. *Sciences de la Société*(57), 57–74.
- Oberti, P. (2004). Décision publique et recherche procédurale : illustration d'une démarche multicritère à la localisation participative d'un parc éolien en région Corse. Journées de l'Association française de Science économique, Université de Rennes 1.
- Voyant, C. (2011). Prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels. Thèse de doctorat, Université de Corse, Ajaccio.
- Voyant, C., Muselli, M., Paoli, C., et Nivet, M. (2011). Optimization of an artificial neural network dedicated to the multivariate forecasting of daily global radiation. *Energy*, 36(1), 348–359.

ANNEXES

Annexe A

Publications dans des revues à comité de lecture

- Haurant, P., Oberti, P., Muselli, M., 2011. **Multicriteria selection aiding related to photovoltaic plants on farming fields : A real case study using the ELECTRE outranking framework.** Energy Policy 39, 676-688.
- Haurant, P., Muselli, M., Pillot, B., Oberti, P., **Disaggregation of satellite derived irradiance maps : evaluation of the process and application to Corsica.** Article accepté par Solar Energy en juin 2012.

Annexe B

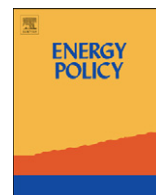
Communications dans des conférences nationales ou internationales

- Haurant P., Muselli M., Oberti, P., **Solar atlas implementation and multi-criteria context of PV plant planning in Corsica Island (France)**, Communication pour la 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition Hambourg 2009, Poster.
- Haurant P., Muselli M., Oberti, P., **Application de la méthode ELECTRE IS à la sélection de centrales photovoltaïques en Corse, EURO XXIV 24th European Conference on Operational Research**, July 11-14 2010, Lisbon, Communication orale.
- Haurant P., Oberti P., Muselli M., **Multicriteria Decision Aiding for Selection of Photovoltaic Plants on Farming Fields in Corsica Island (France)**. Energy Conference and Exhibition (25th EU PVSEC) / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-5), 6 - 10 Septembre 2010, Valence, Poster.
- Haurant P., **Selection of photovoltaic plants in Corsica : A concrete case of study using ELECTRE IS**, 73ème journée du Groupe de Travail Européen « Aide Multicritère à la decision », 14 - 16 Avril 2011, Corte, Poster.



Contents lists available at ScienceDirect

Energy Policy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/enpol

Multicriteria selection aiding related to photovoltaic plants on farming fields on Corsica island: A real case study using the ELECTRE outranking framework

P. Haurant^a, P. Oberti^b, M. Muselli^{a,*}

^a Université de Corse Pasquale Paoli, UMR CNRS 6134 SPE, Route des Sanguinaires, 20000 Ajaccio, France

^b Université de Corse Pasquale Paoli, UMR CNRS 6240 LISA, Av. Jean Nicoli, 20250 Corte, France

ARTICLE INFO

Article history:

Received 10 June 2010

Accepted 27 October 2010

Keywords:

PV plant

Multicriteria analysis

Planning

ABSTRACT

Corsica island has been subjected to an unprecedented abundance of photovoltaic plant projects since its energy policy is focused on renewable resources. Concerned public institutions require specific tools to select the most relevant projects among numerous projects proposed in a transparent and prudent way.

To this end, a multicriteria decision aiding method was developed to select among 16 projects that have been proposed on farming fields in Haute Corse. This paper details the main stages in the multicriteria methodology, including criteria and constraint definition, criteria weight set calculations, threshold and concordance level determination and the implementation of the chosen multicriteria model, ELECTRE IS. Thus, considering different points of view (energy, geo-economic, ecological, visual impact, territorial use, financial effect), eight criteria have been defined, one of which is optional. The method applied to the reviewed data allowed building 6 weight sets, while a concordance level of 2/3. Using this method, based on our criteria sets and according to the weights and concordance levels determined by the client, 4 projects were selected among the 16 initial ones, with the robustness of these results being tested through all criteria weight sets and different concordance level applications.

© 2010 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

International and European agreements refer to important energy issues aimed at the reduction of greenhouse gas emissions, including energy savings, increased efficiency, supply safety and increasing the use of renewable energy sources. In 2007, renewable energy systems (RESs) contributed 18.2% of world electricity production (Observ'ER, 2008). In Europe, RESs are also considered as an engine for increasing economic competitiveness and a way to reduce dependency on fossil fuel importation. The European Union has seen growth in the rate of green electricity production, which increased from 14.5% in 2004 to 15.7% of the total energy production in 2006 according to European Community Commissions¹ (ECCs). Despite this, the target of reaching 21% of renewable energy production specified in the 2001/77/CE directive will not be achieved in 2010. Therefore, the 2009/28/EC directive² related to the promotion of RES use and the elaboration of a common model of national actions plans³ ratified in 2009 set new constraining targets of producing 20% of the total energy consumed from RES and at least 10% in the transport sector through the use of

biofuels. According to the ECCs, the first objective requires a maximum level of RES electricity production equal to 33%. The new directive highlights the local advantages of transitioning to decentralized and renewable production: local resource use, increased supply security, shorter transport distances and a reduction of electricity losses, local public institution development, social cohesion and new income sources and job creation.

France must achieve a level of 23% of RESs in its total energy consumption in 2020 according to this new legislative framework, considering that RESs represented 6.3% of its total energy consumption in 2006. Clean electricity production increased by 18.94% from 2006 to 2008 (Eurostat, 2009), with production of 74.019 TWh⁴ in 2008. In France, grid-connected photovoltaic electricity production has increased considerably starting in 2008. The accumulated power of installed plants quadrupled compared to 2007 to achieve 56 MW with the launch of the first capacity installations. Despite this progression, France is ranked number six among European countries in photovoltaic energy production, far behind Spain and Germany, where photovoltaic parks generated 3.7 and 5.2 GW in 2008, respectively. In spite of attractive regions for businesses in the photovoltaic sector, photovoltaic electricity production was only approximately 26 GWh in 2008, representing 0.04% of total electricity production in France. This is the case for Corsica island. The island benefits from

* Corresponding author. Tel.: +33 4 95 52 41 30; fax : +33 4 95 45 33 28.

E-mail address: marc.muselli@univ-corse.fr (M. Muselli).

¹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0192:FIN:EN:PDF>.

² <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:EN:PDF>.

³ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:182:0033:0062:EN:PDF>.

⁴ http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/renou/textes/se_bilan.htm.

considerable solar potential, estimated at 1400 TEP/ha/yr (Poggi and Notton, 2005), and specific and profitable purchasing conditions for photovoltaic electricity: a 20-year guaranteed tariff of 40 Cts/kWh, compared to 30 c€/kWh in continental France. Thus, investing in a photovoltaic plant has an estimated profitability rate of approximately 6.5% (ADEME, 2006). In this context, the island is the subject of numerous substantial proposals related to private photovoltaic plants: 74 project files had been submitted to the economic development office of Corsica (Agence de Développement Economique de la Corse, ADEC) before June 2009. Together, these projects represent a cumulative potential power generation potential of 257 MW_c, whereas the current installation potential has been assessed at 46 MW_c (Assemblée de Corse, 2009b).

The Collectivité Territoriale de Corse (CTC) and the Chambre d'Agriculture de la Haute Corse (CDA2B) are public institutions that are solicited for their opinions about each photovoltaic plant project. They have stressed the necessity of a multicriteria evaluation process. Thus, the CTC has developed a photovoltaic development charter and a process for project assessment that were voted on June 29, 2009 by the Corsica assembly. Additionally, the CDA2B, which is required to provide an opinion particularly on projects that may be implemented in farming fields, has ordered an evaluation study on 16 projects from the University of Corsica with the aim of basing its opinion on rigorous arguments.

The first part of this evaluation is related to the energy context on Corsica island. It is specific from the policy point of view, considering that Corsica's public institutions have more competence concerning energy policy than those in other French regions, as well as from the technical viewpoint because the weakly interconnected grid with France and Italy is a consequence of its insular situation. The presentation of this context allows the introduction of the following problem: the use of multicriteria tools to select the most appropriate private photovoltaic plant projects among numerous proposals. In the second part of the evaluation, the multicriteria method is developed through the presentation of alternatives, the definition of criteria and constraints and the construction of performance tables, and the model used is also presented.

2. Insularity and Corsica's energy context

2.1. Energy framework of insular territories

A large majority of the islands in the world have a vulnerable economy in which the energy supply weighs strongly, particularly as demand grows due to demographic pressure and tourism development. Thus, islands face specific problems constraining their energy policies (Commission des îles CRPM, 2001):

- connection to continental production sources, such as nuclear or gas, is impossible in the majority of cases, and the infrastructure for continental connection is extremely expensive in other cases;
- energy is so expensive that if the price was totally born by the users, the competitiveness of local industries and the standard of living of island inhabitants would be highly impacted;
- a high level of dependence on imported fuel makes most islands highly vulnerable to fuel price fluctuations;
- there are numerous considerable demand fluctuations due to seasonal tourism;
- generally, the narrowness of these markets prevents the coordination of local energy distribution;
- the remoteness and topography of islands make energy supply even more difficult.

Considering these limits together with the abundance of renewable energy sources and the high integration capacity of islands,

large-scale development of renewable energy production on islands seems to be timely. Thus, "islands have become genuine laboratories of the future of energy sustainability" (Marin et al., 2005).

The governments of insular territories are increasingly characterized by the goal of achieving energy autonomy through sustainable use and consumption control. Thus, they are actively involved in the fight against global warming through the limitation of greenhouse gas emissions. These complex and essential tasks require the definition of an energy strategy and the implementation of rigorous planning specific to the island environment. The numerous stakeholders involved in these processes, including economic, ecological and social, make the use of appropriate tools indispensable, such as multicriteria analysis and multicriteria decision aiding.

Multicriteria analysis interests decision makers for year, because it allows explicit, rational and efficient choices incorporating the best compromises related to electricity production (Pohekar and Ramachandran, 2004). Numerous studies have illustrated the uses of this methodology to solve energy planning problems in an island context. For example, it supported the selection of a strategy for energy supply among numerous alternatives ranging from high level renewable energy production to continental interconnection on Crete island (Greece) (Georgopoulou et al., 1997). It also allowed the determination of the penetration ratio of renewable energy production in this island's electrical system (Mourelatos et al., 1998).

Additionally, multicriteria decision aiding assisted in choosing the renewable energy technology best adapted among all technologies existing in Sicilia (Cavallaro, 2005) and Sardinia (Beccali et al., 2003), where each alternative was studied according to different priorities that enlighten environmental, economical or energy saving and rational use strategies.

Furthermore, an appropriate mix of energy production means has been selected through the use of multicriteria tools in Crete (Tsoutsos et al., 2009) and in the Greek islands of Karpathos and Kassos (Papadopoulos and Karagiannidis, 2008).

In other cases, determining the size and locations of renewable energy installations has been conducted using multicriteria decision aiding methodology. Thus, the size of a wind farm with a photovoltaic plant in the Eolian islands (Italy) was determined (Cavallaro and Ciralo, 2005), and the location of a wind farm in Corsica (Oberti, 2006) and thermal plant installations in an North African country (Barda et al., 1990) were selected by multicriteria decision aiding.

2.2. Energy resources in Corsica

On Corsica in 2008, nearly the half of the 587 MW of electrical power generated came from oil thermal plants. At the same time, 22.15% of the electricity was imported from Italy or Sardinia through the high voltage SARCO (SARDINIA-Corsica) and SARCOI (SARDINIA-Corsica-Italy) links, whereas RESs represented 29% of electricity production of the total energy production with 25.2% results from hydraulic production (Fig. 1).

Despite an important wind potential with an estimated workable layer of 433 MW for a mean wind speed over 7 m/s at a height of 10 m and an economically viable potential of a 100 MW (Poggi and Notton, 2005), only 18 MW of the energy on the island are wind produced, representing 3.1% of electricity production.

Finally, photovoltaic electricity production on the island is nil, despite the high solar potential of over 1400 TEP/ha/yr: the daily global horizontal irradiation reaches 4.41 kWh/m² for more than 2720 h of sunshine in Ajaccio (Poggi and Notton, 2005).

2.3. Corsica's energy competencies

Corsica's status, as defined in 1982, widened the CTC responsibilities to energy sector. Subsequently, CTC's energy competencies were determined by a law passed on the 13 May 1991, and

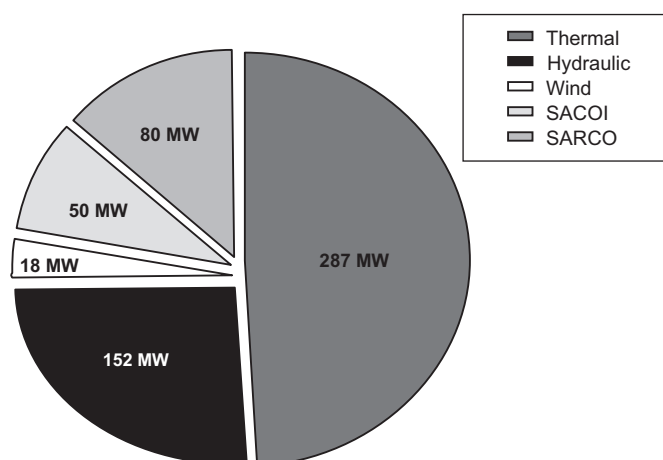


Fig. 1. Power (MW) and resource partitioning in the electrical production in Corsica.

were strengthened in 2002. These competencies concern RES development, actions related to energy consumption control and participation in a demand coverage guarantee plan in collaboration with “Electricité de France” (EDF). They are developed according to two axes:

- A specific competence in the creation and the definition of an energy resource prospecting, exploiting and valorizing program, which concerns installations powered by less than 8000 kW. This competence has been solidified through the adoption of energy strategy determination laws, such as Corsica’s energy plan for the period 2005–2025. This plan defines regional policy aims and is centered on an “energy tripod” that foresees
 - basic production means renewal,
 - interconnection reinforcement,
 - RES development.

Thus, the CTC adopted a RES development and a plan for energy consumption control in 2007 to achieve the goal of 30% of electricity production by RESs. This text is the reference for the energy actions of the CTC during the period of 2007–2013.

- The second competence axis concerns the arrangement of territories and the possibility of making installation choices and creating implantation proposals for the island electric supply. It defines the advisory role of the CTC in all RES installation projects: the CTC is to be systematically consulted by the administrations entrusted with granting permission for every new project. Thus, the CTC adopted charters for wind farm development in 2003 and wind farm controlled development in 2005 and the Corsica photovoltaic development charter in 2009. These charters enforce the authority of the CTC through a transparent and fair-minded approach and allow dealing with to the considerable inflow of installation projects.

3. Outranking multicriteria decision aiding (MCDA) for photovoltaic plant selection on farming fields

Operational research has provided models for the treatment of decision problems for decades. The classical approach to these models, consisting of optimizing a single function with possible constraints, has the benefit of leading to clear, well-expressed mathematical models adapted to mono-criterion decisions. Cost-benefit analysis and other simple and widely employed tools, such as sums or arithmetic means, illustrate this case. However, these processes have generally been proven to be unsuitable to treat

complex decisional problems for which decision makers look for various and more or less controversial targets. This reasoning assumes two main difficulties in determining real multiple criteria and multi-actor decisions. They impose a single and common evaluation scale (monetary, utilitarian) to judge the alternatives for the performance on each criterion. This constraint does not allow the participation of a variety of actors with their own systems of values and information. The aggregation of alternative evaluations can be highly compensatory. It can be considered acceptable that losses on a criterion match gains on another criterion. It dilutes winners and losers in an arithmetic result, which promotes sectoral logic, and a technically optimal solution may not be accepted.

Thus, the modern approach in operational research, which has been employed for approximately the past 40 years, is to develop multicriteria decision aiding (MCDA) methodologies that compensate for the weaknesses of the classical process.

Among MCDA, the ELECTRE outranking approach (Roy, 1996; Roy and Bouyssou, 1993; Figuera et al., 2005) is a mathematical tool that tests comparisons between different alternatives according to several criteria that are often controversial. This context generally leads to an absence of an optimal solution and to a study of a satisfactory solution. Thus, this framework makes its contributions through decision-aiding science. It formulates recommendations, while decision makers completely maintain their freedom to make choices: the final decision belongs to the decision makers with respect to how to interpret the scientific conclusions. Numerous energy studies have MCDA (Cavallaro, 2005; Beccali et al., 2003; Tsoutsos et al., 2009; Papadopoulos and Karagiannidis, 2008; Cavallaro and Ciraolo, 2005; Oberti, 2006; Barda et al., 1990).

3.1. Study context

Institutional actors and decision makers, on whom there is a great deal of pressure in judging the relevance and feasibility of individual projects, have the aim of providing transparent and informed opinions. The Haute-Corse departmental Agriculture Chamber (CDA2B) consulted Corsican University researchers with the aim of enlightening this public institution and gaining advice in project selection through the application of MCDA. The present study deals with the concrete problem of the selection of photovoltaic plant projects among 16 projects that have been developed and submitted by industries to local decision makers. Our priorities were the following:

- Use conflict risks have to be evaluated, particularly because the planned installations are to be placed on farm fields and could potentially use up to 311 ha of cultivated ground.
- A limit of renewable energy source installations connected to a regional-scale electrical network has to be respected. No more than 30% of renewable energy can be injected into an electrical network to ensure its stability. This ratio corresponds to 100 MW_c in Corsica, but a recent decree set the renewable production limit at approximately 83 MW_c. Existing plants (three wind farms) already produce 18 MW_c, and accepted wind farm and PV projects represent 19 MW_c, so only an additional 46 MW_c of renewable energy can be integrated into the network (Assemblée de Corse, 2009b). The studied group of projects represents a 93.5 MW_c potential of accumulated power for the Haute Corse department alone, which exceeds the maximum calculated for the whole Corsican region.
- Territorial over-abundance of electricity production has to be avoided. The geographic concentration risk of the energy projects has to be considered to avoid sudden declines in production due to climatic or technical factors. The set of projects is dispersed over three restricted geographic zones,

and it concerns only four electrical linking posts. Projects that are intended to be linked to the electrical network through the same linking post were analyzed simultaneously to fulfill the over-abundance shunning demand, so our recommendations are expressed for each electrical post.

- Social acceptability has to be taken into account. Negative and positive impacts, both visual and financial, due to such installations on local populations must be studied.
- Ecological impacts must be evaluated. Photovoltaic plants are assumed to represent sustainable alternatives for electrical production, but such important plants also have an ecological cost that must be evaluated to ensure their ecological benefits.
- Economic and financial impacts at regional and local levels must also be taken into account.

Finally, project evaluations were based on data files and criteria that were informed by a targeted reading without field visits.

3.2. The photovoltaic projects proposed in Haute-Corse

The new energy policy context in Corsica aimed at renewable energy has increased the attractiveness of this region for PV industrials. The Corsica island is considered as the metropolitan region of France with the most important for potential photovoltaic plants installation. Thus, numerous PV plant projects are consequently relevant to Corsica.

The study described in this aim deals with the evaluation of data files of 16 proposed photovoltaic plant projects (Table 1) that are likely to be implemented on agricultural fields in the oriental plain and Bastia's neighborhood (Fig. 2).

Pre-selection constraints are defined as conditions of acceptability or eligibility that actors must satisfy to be candidates for the decision or/and the multicriteria study (Oberti, 2004). Three constraints have been determined in this study framework (Table 2).

3.3. Evaluation criteria of PV projects

A criterion is a tool created to evaluate and compare potential actions from a particular point of view (Roy, 2000). The construction of a set (or family) of evaluation criteria is the outcome of a progressive process with debates between actors. This approach is not supposed to maintain numerous criteria with associated risks of redundancies or antagonisms. It must offer complementary and coherent comparative points of view, even considering lacking information.

Seven evaluation criteria have been elaborated to incorporate the information available in all files and to compare the PV projects from different points of view related to energy, economic, ecological, visual and territorial uses. An eighth optional criterion also intervenes: the annual additional incomes from a communal budget per inhabitant, which represents a financial concern related to professional taxes. This criterion is optional because of uncertainty about these taxes in the future in France and the difficulties of calculating them, as their costs can vary greatly between files for similar projects. Thus, ELECTRE IS multicriteria method was implemented on two criteria families: first considering the initial seven evaluation criteria without the financial considerations and second with financial considerations included.

Table 3 presents the pertinent criteria developed for this specific study and listed by the University of Corsica (SPE an LISA laboratories) in cooperation with the Haute-Corse chamber of farming (CDA2B).

3.3.1. Net production

This criterion (coded g_1) to be maximized aims to incorporate the annual production estimations in GWh/yr calculated by the industries in each file.

3.3.2. Rent area unoccupied by the installation

This criterion (coded g_2) to be maximized is the relative difference $RA-EA/RA$ between the total rent plot area (RA in ha) and the total photovoltaic module area (EA in ha) calculated by the industries and published in the files. The aim is to provide information about the free area between the PV arrays that is able to be used for agricultural activities. This is an alternative to limit the loss of farming fields. In Germany, for example, the Bavaria solar park and the Pöking and Strasskirchen parks take in sheep for grazing, whereas on the French island of La Réunion, photovoltaic modules are used as hothouses for vanilla culture (Quattrolibri, 2009).

3.3.3. Study of the potential ecological degradation in the files

This criterion (coded g_3) to be maximized is evaluated in points (score) according to a notation table (Table 4). Its purpose is to determine the rigor of the ecological impact studies in the files and the compensatory actions proposed by the industry following DIREN PACA recommendations (DIREN PACA, 2009). This table has been divided into four categories.

Table 1
Characteristics of the 16 photovoltaic plant projects.

Electrical linking post	Projects	Sites	Village	Power (MW _c)	Annual Production (GWh/an)	Rent area's surface (ha)	Efficient surface (ha)
Oletta	a_5	Malpergo	Rapale	10.26	12.82	40	9.86
	a_8	Griolo	Oletta	3.43	5.15	11.1	3.41
	a_{11}	Mignalojo	Oletta	3.55	5.32	14.3	3.5
Taglio	a_4	Querci	Penta di Casinca	11.06	16.5	41.5	10.4
	a_{10}	Citrinche	Venzolasca	4.5	5.85	12	3
Cervione	a_9	Farinaccio & Sandali	Linguizzetta	8.5	10.16	29.48	8.43
	a_{14}	Sbiri	Linguizzetta & Talonne	8	10.4	23	5.9
Ghisonaccia	a_1	Tozze	Aghione	11.64	17.5	36.68	11.5
	a_2	Alzolu	Prunelli Di Fiumorbo	1.27	1.62	3.6	1.3
	a_3	Casa Calva	Prunelli Di Fiumorbo	3.05	4.585	14.3	5.7
	a_6	Mortella	Ghisonaccia	3.89	5.179	11.5	2.86
	a_7	Maison Pieraggi	Pietroso	1.83	2.414	5.79	1.37
	a_{12}	Manalotte	Poggio Di Nazza	4.5	5.85	17.43	3.1
	a_{13}	Chisacca	Serra Di Fiumorbo	8	10.4	17	5.1
	a_{15}	Niellone	Prunelli Di Fiumorbo	4.02	5.378	10.8	3.54
	a_{16}	Acqua di l'Asino Les Cigales	Ventiseri	10.65	14.995	30.21	10.25

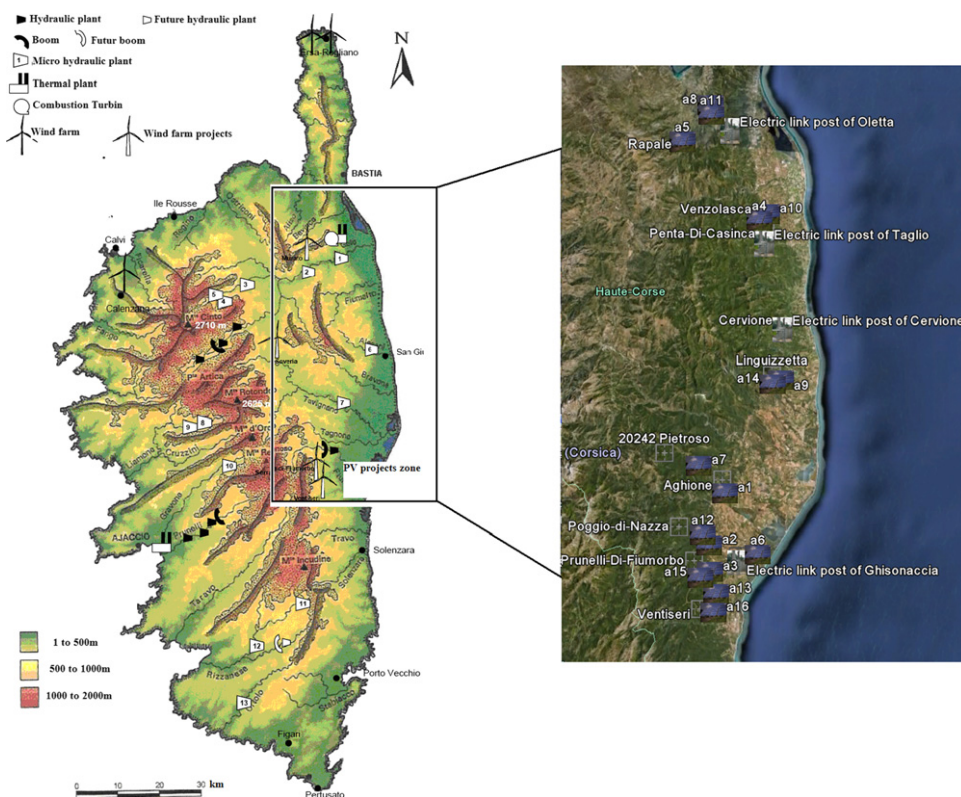


Fig. 2. Geographic location of electricity production means in Corsica and areas concerned by photovoltaic plants.

Table 2
Constraint definitions.

Constraints	Definitions
C ₁	Plant dismantling guarantee: plant dismantling must be guaranteed in the exploitation contracts Area's ecological classification: concerned areas must not be classified by Natura 2000 or as wetlands Area's topography: an areas' slopes must not exceed 10% ^a
C ₂	
C ₃	

^a Value usually used by industries.

Table 3
Photovoltaic project criteria.

Point of view	Code	Criteria title	Criteria creation principle	Scale terms	Preference aim
Energy	g ₁	Net production	Energy production evaluation	GWh annual	Maximize
Geo-economic	g ₂	Rent area unoccupied by the installation	Ratio between free area of productive land and the total	%	Maximize
Ecological	g ₃	Study of the potential ecological degradation in the files	Weighted sum	Points	Maximize
Visual impact	g ₄	Relevance of visual impact presentation in the files	Weighted sum	Points	Maximize
Visual impact	g ₅	Observer-plant minimum distance	Measures from cartography	km	Maximize
Territorial use	g ₆	Use conflicts risks	Weighted sum	Points	Maximize
Financial effect	g ₇	Economic activity and inhabitants' financial benefits related to RES facilities	Weighted sum	Points	Maximize
Financial effect	g ₈	Financial incomes at the communal level	Ratio between professional duty evaluation and the communal population	€/yr/inhab	Maximize

• **Impact definition:** The ecological impact must be determined following a rigorous approach and methodology. It requires objective and measured knowledge of ecological assets justifying the production of field flora and fauna inventories. This

category's evaluation is based on the existence of inventories and the quality in the files, as well as species quantification and descriptions of physical field characteristics. Impact qualification and quantification evaluations are not carried out based on

Table 4
Evaluation scale to study the potential ecological degradation in the files.

	Appreciation elements	Score
Species description	Impact definition	10
	Rigorous species listing (carried out by naturalists)	4
	Incomplete species listing	1
	No species listing	0
Habitat description	Rigorous habitat listing (carried out by naturalists)	4
	Incomplete habitat listing	1
	No habitat listing	0
	Species number count	1
Species number	No species number count	0
	Description of field characteristics	1
Field specificities	No description of field characteristics	0
	Impact measurement and quantification	4
Impact intensity	Informed	1
	Not informed	0
Surface impact	Informed	1
	Not informed	0
Impact duration	Informed	1
	Not informed	0
Impact frequency	Informed	1
	Not informed	0
Protection laws	Impact qualification	4
	Informed	1
	Not informed	0
Impact's global biological incidence	Informed	1
	Not informed	0
Impacted species and habitat multiplicity	Informed	1
	Not informed	0
Species resilience capacity	Informed	1
	Not informed	0
Species circulation freedom	Compensatory action definitions	10
	Limits fit with budget	4
	Limits fit without budget	1
	Not informed	0
Fauna survey	Fauna survey, environmental management with budget	4
	Fauna survey, environmental management without budget	1
	Not informed	0
Flora and habitat protection	Habitats protected and reinforced with budget	3
	Habitats protected and reinforced without budget	1
	Not informed	0
Access roads	Impacts/compensatory actions	10
	Equivalence demonstration	10
	No equivalence demonstration	0
	Site artificializing	7
Concrete basis	No creation, no reinforcement	3
	Weak road reinforcement	1
	Road creation or/and strong reinforcement	0
	No concrete foundation	3
Earthwork	Concrete foundation for buildings	1
	Concrete foundation for both PV module tables and buildings	0
	No need for earthwork	1
	Need for earthwork	0

their importance but rather on the existence of these qualifications and quantifications in the files.

- *Compensatory actions*: These actions intervene as an offset against accepted residual damage. Their aim is to achieve a neutral ecological balance or global site improvement of ecological value. The aim is to avoid a net diversity loss to slow down its decline. This category represents the compensatory actions proposed in the files. It reports whether the files present a budget because we consider that a budget presentation indicates a more important commitment from the industry putting forth the project.
- *Demonstration of equivalence impacts/compensatory actions*: Impacts are translated into surface terms by multiplying the impacted surface area by a ratio calculated from the quantifications and qualifications of impacts according to the principle

“the greater the importance of the impact, the larger the surface for compensation”. The surface equivalent of compensatory actions must be at least equal to the equivalent surface of the impacts. This category reports a demonstration of the impact/compensatory action equivalence existence in the files to evaluate the rigor and relevance of compensatory actions.

- *Artificializing fields*: This last category reports the additional artificializing imposed on the field, such as concrete foundations, access roads and earthworks.

3.3.4. Relevance of visual impact presentation in the files

The exteriors of the projected installations are considerable enough to be visible from a great distance. Although the evaluation of the visual impact of such installations is still strongly subjective,

being negative for some and neutral for others, it appears to be preferable to attenuate it.

This study, which was based on project file reading, did not allow measurements of visual impacts to be made. Thus, we evaluated how the industries presenting the proposals had studied this impact, as opposed to the impact itself. Therefore, this criterion (coded g_4) to be maximized is assessed in points (score) according to a notation table (Table 5). It takes into account the treatment presented in the files according to three elements:

- the proposed viewpoints determine the relevance. Here, we consider whether important viewpoints are present (from roads, homes and villages);
- the presence of visual impact cartography produced from a geographical information system presenting the locations from which the photovoltaic plant would be visible;
- the definition of compensatory actions.

3.3.5. Observer–plant minimum distance

The object of this criterion (coded g_5), which is to be maximized and measured in km, is to take into account the inconvenience caused by such an installation on the surrounding neighborhood. It has the aim of penalizing those installations that are in close proximity to residences. This distance was generally not specified in the files, so it has been measured from maps.

Table 5

Evaluation scale of visual impact study relevance in the files.

	Appreciation elements	Score
Viewpoint set	Visual impact study relevance	10
	Relevant viewpoint set	2
	Body of relevant viewpoints (from neighbor villages, roads or homes)	0
Visual impact cartography	Visual impact cartography presented in the file	4
	No visual impact cartography	0
Compensatory actions	Compensatory actions with budget	4
	No compensatory actions, or compensatory actions without budget	0

Table 6

Evaluation scale of use conflict risks.

	Appreciation elements	Score	
<i>Field usage</i>			
Agricultural classification	No classification	18	
	Agricultural field	8	
	Biological agriculture field	0	
Agricultural usage	Fallow field	16	
	Neglected cultivation or relocation possibility of the culture	9	
	Grazing	4	
	Exploited culture	0	
Irrigation	No irrigation	18	
	Irrigation	9	
Future of the agricultural activity	Possibility to conserve an agricultural activity	13	
	Not informed	0	
<i>Geographic zone characteristics</i>			
Agricultural development	Undeveloped zone	12	
	Sparsely developed zone	5	
	Developed zone	0	
Tourist interest	Undeveloped zone	12	
	Developed zone or proximity of hiking paths	0	
Archaeological interest	No archaeological interest acknowledged	12	
	Archaeological interest not acknowledged	Preventive excavations suggested	7
		If any findings, abeyance of the project	4
		Not informed	1
	Archaeological interest acknowledged	0	

3.3.6. Use conflicts risks

The sites that are supposed to receive the photovoltaic plants are farming fields, which have the desirable characteristics of being large-sized, relatively level and already artificialized places. However, their current status as agricultural sites results in a use conflict problem.

This criterion (coded g_6) to be maximized is assessed in points based on a notation table (Table 6), which takes into account the present use of the field and the characteristics of its neighborhood according to

- the present site uses and development: the chosen sites are not necessarily used for farming at present, so it is important to precisely present the type of use and whether it includes irrigation structures;
- the cultural and economical interests of the neighborhood: this parameter deals with the evaluation of the agricultural, tourist, or archaeological interest in the neighborhood.

3.3.7. Economic activity and financial benefits to inhabitants from RES facilities

This criterion (coded g_7) to be maximized reports the economic activity generated for Corsican firms during the building stage and eventual creation of employment during the exploitation stage. The notation table (Table 7) allows the evaluation of the projects with respect to this criterion in points. It integrates the eventual will of industries to allocate financial aid for RES facilities to local inhabitants.

3.3.8. Financial income at the communal level

This optional criterion (coded g_8) to be maximized is measured in €/yr/inhab. It designates the additional fiscal income for the municipality provided through the professional duty divided by its population. Thus, we prefer installations to be placed in low socio-economic stratus communities, which are generally poorer.

The professional taxes were specified by the industries in the submitted files, whereas the included populations were gathered

from the Institut de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) database.

3.4. Performance table

A performance table summarized the usefulness information set for an outranking multicriteria calculation, with the exception of a few internal technical or economical model-specific parameters. This table is usually composed of three informational parts: the evaluation of each alternative on each criterion, criteria weights and thresholds on criteria.

The existence of several criteria weight sets lead to building an expanded performance table. This table allows the condensation of the presentation of information and avoids repeating the same elements in several classical tables. However, the existence of an optional criterion (g_8) implied that two expanded performance tables should be constructed: a first table including and the second table excluding this criterion. Both performance tables are presented together in this aim (Table 8).

Finally, the projects were grouped according to the post where they are supposed to be linked because our selections were made by electrical linkage posts.

3.5. Outranking multicriteria aggregation

State of the art surveys have shown a wide variety of approaches in multiple MCDA. Among these, ELECTRE outranking methods (Figuiera et al., 2005) are relevant when the stakeholder (for

Table 7

Evaluation scale of the economic activity and financial benefits to inhabitants for RES facilities.

Appreciation elements		Score
Work stage	Activity for Corsica-based firms	6
	Corsica-based firm intervention with budget	6
	Corsica-based firm intervention without budget	1
	Not informed	0
Exploitation stage	Employment	3
	Defined employment creation	3
	Undefined employment creation	1
	Not informed	0
	Financial benefit from RES facilities to local inhabitants	6
	Financial benefit with budget	6
	Not informed	0

Table 8

Expanded performance table.

Criteria Units	g_1 GWh/an	g_2 %	g_3 Points	g_4 Points	g_5 km	g_6 Points	g_7 Points	g_8 €/yr/inhab
Optimization				Maximization				
Projects—Sector of Oletta								
a_5	12.82	75.35	10	4	0.05	46	1	512.82
a_8	5.15	69.28	13	10	0.1	46	2	79.43
a_{11}	5.32	75.52	14	10	0.625	58	2	79.43
Projects—Sector of Taglio								
a_4	16.5	74.94	12	8	0.35	47	2	89.57
a_{10}	5.85	75	27	6	0.2	38	7	41.32
Projects—Sector of Cervione								
a_9	10.16	71.4	12	8	0.2	65	1	148.51
a_{14}	10.4	74.4	30	6	1	64	6	102.27
Projects—Sector of Ghisonaccia								
a_1	17.5	68.7	9	6	0.2	52	2	1033.06
a_2	1.62	63.89	20	2	0.3	55	4	8.38
a_3	4.585	60.14	29	6	0.1	48	2	30.93
a_6	5.179	75.13	8	0	1	33	4	42.88
a_7	2.414	76.34	8	0	0.1	43	2	249.1
a_{12}	5.85	82.02	27	4	0.5	89	7	388.89
a_{13}	10.4	70	26	4	0.05	77	6	453.02
a_{15}	5.378	67.2	22	6	0.3	32	7	-
a_{16}	14.995	66.08	26	10	0.05	30	7	152.84
Criteria weights								
Set I	$z=4$	14.28%	19.05%	19.05%	4.76%	19.05%	4.76%	-
Set II	$z=3.8$	14.3%	18.935%	18.935%	4.98%	18.935%	4.98%	-
Set III	$z=4.2$	14.27%	19.1525%	19.1525%	4.56%	19.1525%	4.56%	-
Set IV	$z=4$	12%	17%	17%	4%	17%	4%	12%
Set V	$z=3.8$	12.51%	16.565%	16.565%	4.36%	16.565%	4.36%	12.51%
Set VI	$z=4.2$	12.49%	16.76%	16.76%	3.99%	16.76%	3.99%	12.49%
Criteria thresholds								
Indifference	10%	4	2	0	$0.35g_5(.)+0.15$	3	0	20.57%
Preference	91.7%	4	10	0	$0.35g_5(.)+0.15$	13	1	188.52%
Veto	-	-	20	-	-	43	-	-

example, the decision maker) wants to include in the model at least three evaluation criteria (up to 13) and when at least one of the following cases is verified:

- for one criterion or more, actions are evaluated on an ordinal scale or on a weak interval scale;
- strong heterogeneity related to the nature of the values exists among the criteria;
- compensation of the loss of a given criterion by a gain in another one may not be acceptable for the decision maker;
- small differences in evaluations are not significant in terms of preferences for at least one criterion, while the accumulation of several small differences may become significant.

In our study:

- seven or eight criteria are considered (Table 3);
- no common scale of values is used (Table 3 and evaluation criteria of PV projects);
- compensatory possibilities are limited by veto thresholds defined on criteria g_3 and g_6 (Table 8);
- differences of a maximum of two or three points for g_3 and g_6 , respectively, are compatible with indifference situations between two PV projects, but greater differences become significant in terms of weak or strong preferences.

Thus, ELECTRE outranking framework was appropriate.

Particularly, the ELECTRE IS method was chosen according to the problematic types encountered, the analysis of imperfect knowledge and its scientific rigor. The problematic type refers to the way in which decision aiding is envisaged in the MCDA: i.e., to achieve conformity with the evaluation command, what type of results should the analyst try to obtain? Currently, three reference problematic types are practiced: ranking (complete or partial preordering of the set of actions), sorting (assignment of each action to the most appropriate predefined category of a family) and choice (selecting a small subset of the most satisfying actions in such a way that a single action may finally be chosen). The request of the client (CDA2B) was clear: select a few PV projects among the numerous projects proposed, with installations on roofs being preferred instead of those on closed agricultural space on the ground. For this reason, the choice problematic type was suitable, and the relevant methods of the ELECTRE family are ELECTRE I, ELECTRE Iv and ELECTRE IS. Only this last method provides a pseudo-criteria-based procedure of selection to take into account imperfect knowledge through discrimination thresholds. This distinction was appropriate for the present study because the evaluations focus on PV projects and not on photovoltaic plants with observable impacts. Finally, the ELECTRE IS method is an extension of the previous methods and is the most well-developed model for processing the choice problematic type because it is scientifically more refined (Ait Younes et al., 2000) and includes a rigorous robustness analysis of the results.

Consequently, the performance table values (Table 8) were aggregated by this chosen outranking model. Each criterion may have its own scale term, and the actions (alternative projects here) are compared by ordered pairs in the ELECTRE framework.

3.5.1. Basic mathematical elements

We consider $A = \{a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_n\}$ as a finite set of n alternatives and $a_i \in A$, $a_k \in A$: $a_i \neq a_k$ as two different alternatives.

We define the outranking hypothesis $a_i Sa_k$ applied to the ordered pair (a_i, a_k) as follows: either “ a_i is not worse than a_k ” or “ a_i outranks a_k ”. $F = \{g_1, g_2, \dots, g_j, \dots, g_m\}$ is a coherent family of m evaluation criteria.

The weight of the criterion g_j is $w_j \in]0; 1[$, and the criteria weights are normalized as follows: $\sum_{j=1}^m w_j = 1$.

The evaluation or value obtained by alternative a_i related to the criterion g_j is $g_j(a_i)$, and $g_j(a_k)$ provides the evaluation of a_k on g_j .

$$\Omega_j(a_k, a_i) = \begin{cases} g_j(a_k) - g_j(a_i) & \text{if } g_j \text{ has to be maximized} \\ g_j(a_i) - g_j(a_k) & \text{if } g_j \text{ has to be minimized} \end{cases}$$

defines the advantage of a_k over a_i for the criterion g_j .

3.5.2. Discrimination and veto thresholds

Preference modeling of an actor on the action set A for a criterion of the family F is based on pseudo-criterion formalization (Bouyssou and Roy, 1987). It allows more realistic comparisons by distinguishing indifferent, weak and strict preference situations between actions due to the introduction of two discrimination thresholds (indifference and preference). Thus, the pseudo-criterion model takes into account margins of imprecision, ill-determination and uncertainty about the evaluations of actions. We note that there are no true values for thresholds but only chosen values that are the most convenient and accepted to express imperfect knowledge.

$q_j \geq 0$ is the g_j criterion's indifference threshold so that an advantage $\Omega_j(a_k, a_i)$ is judged not significant if $|\Omega_j(a_k, a_i)| \leq q_j$. Then there are no preferences between a_i and a_k . For example (Table 8), concerning the study of potential ecological degradation in the files (g_3), a difference of two points was considered negligible ($q_3 = 2$). Consequently, the PV projects a_3 and a_{12} are indifferent.

p_j is the preference threshold of criterion g_j , so an advantage $\Omega_j(a_k, a_i)$ is judged significant if $\Omega_j(a_k, a_i) > p_j$. a_k will then be strictly preferred to a_i . For example, project a_2 has a significant advantage over a_1 as follows: $\Omega_3(a_2, a_1) = 11 \geq p_3 = 10$, and a_2 is strictly preferred to a_1 .

Then, $C(a_k, a_i) = \{g_j \in F : q_j < \Omega_j(a_k, a_i) \leq p_j\}$ is the criteria set, so a_k is weakly preferred to a_i , and its advantage is neither significant nor non-significant. For example, project a_3 is weakly preferred to a_2 because $q_3 = 2 < \Omega_3(a_3, a_2) = 9 \leq p_3 = 10$.

Finally, an alternative a_i obtains an insufficient evaluation on criterion g_j in comparison with another one, a_k , such that the outranking of a_i over a_k is unacceptable when all criteria are considered. A veto threshold v_j can be valued to set a limit on the compensation of a bad performance on a criterion by good performances of at least on one other criterion. Thus, an advantage $\Omega_j(a_k, a_i)$ above this value of v_j cannot be compensated by an advantage $\Omega_j(a_i, a_k)$ on another criterion $g_j \in F - \{g_j\}$. This fact leads to the rejection of the hypothesis $a_i Sa_k$. For example (Table 8), project a_6 does not outrank project a_3 all criteria taken into account ($not(a_6 Sa_3)$) because criterion g_3 gives $\Omega_3(a_3, a_6) = 21 > v_3 = 20$.

The thresholds are defined in such a way that $v_j \geq p_j \geq q_j \geq 0$ and $v_j - p_j \geq q_j$. They can be constants or variables (affine functions) in the value scale of g_j (Ait Younes et al., 2000). For example (Table 8), variable thresholds were considered for criteria g_1 , g_5 and g_8 .

Several techniques can be used to assign values to such thresholds (Figueira et al., 2005), such as direct elicitation, when the parameter definition is intelligible to the queried actor, and indirect elicitation, which can be used based on a dispersion approach. A dispersion threshold translates the plausible difference due to over- or under-estimations that affect the evaluation and takes into account probable, pessimistic and optimistic values or the lower and upper bounds of the values.

In our case study, the indifference threshold value of the criterion g_1 was directly assigned by a physicist who studies RESs as an error of estimation related to net production according to his personal experience, self-estimations and reading publications. In contrast, the preference threshold was indirectly assessed. Thus, it takes into account the ratio between the power maximum and minimum (Table 1) and the indifference threshold for the purpose

of not placing small PV plant projects at a clear disadvantage compared with larger ones. Thus, we obtained $p_1 = (11.64 \text{ MW}_c / 1.27 \text{ MW}_c) \times q_1 = 91.7\%$. This value excludes situations of strict preferences between projects. Additionally, the threshold of criterion g_2 , $q_2 = p_2 = 4\%$, dealing with the imprecision around the surface measures, was indirectly valued by a mapping study. Finally, we note that variable thresholds of $q_5 = p_5 = 0.35d + 0.15$ were defined for the criterion g_5 . Thus, we consider that the indifference threshold increases with the distance (d) between an observer and the PV plant projects.

3.5.3. Criteria weights

In the ELECTRE outranking framework, the importance coefficients of the criteria are intrinsic weights; they cannot be interpreted as substitution rates but should be interpreted as voting power accorded to each criterion. The revised procedure of Simos (Figueira and Roy, 2002), as implemented in SRF software, provides normalized weights of the criteria. Before computing these, the analyst questions the actor about

- the ranks of the criteria, from the least important (rank 1) to the most important criterion (last rank); ex aequo is accepted;
- the differences of importance between successive ranks;
- the ratio (z) between the most important criterion and the least important one in the ranking.

These two last stages are facilitated by an adaptation of the procedure presented in Poli (2009).

Briefly, for a criterion g_j of rank r , its normalized weight is $w_j = (100/K')k_j$, where m is the number of criteria; \bar{m} is the number of ranks; e'_r is the difference of the importance between criteria of ranks r and $r+1$, $e_r = e'_r + 1 \quad \forall r = 1, \dots, \bar{m}-1$, $e = \sum_{r=1}^{\bar{m}-1} e_r$, $u = (z-1)/e$ for 6 decimal places; $k_j = 1 + u(e_1 + \dots + e_{r-1})$ is the non-normalized weight; and $K' = \sum_{j=1}^m k_j$.

3.5.4. ELECTRE IS outranking test and kernel

ELECTRE IS (Ait Younes et al., 2000; Figuera et al., 2005) is a model inspired by the voting process. It tests the outranking hypothesis $a_i S a_k$ through the following conditions:

- Concordance condition (majority principle): a considerable majority of the criteria must verify $a_i S a_k$. Formally,

$$c(a_i, a_k) \geq s \in [0.5, 1 - \min w_j]$$

where

$$c(a_i, a_k) = \sum_{j \in C(a_i S a_k)} w_j + \sum_{j \in C(a_k Q a_i)} w_j \varphi_j(a_i, a_k) \in [0; 1]$$

is the global concordance index;

$$\varphi_j(a_i, a_k) = \frac{p_j - \Omega_j(a_k, a_i)}{p_j - q_j} \in]0; 1[$$

is the concordance index for the g_j criterion, calculated by linear interpolation; and s is the demanded majority level;

- Non-veto condition (minority respect): None criteria of the majority should oppose too strongly to $a_i S a_k$. Formally,

$$\forall g_j \in D(a_i S a_k), \Omega_j(a_k, a_i) \leq v_j - q_j \times \eta_j(a_i, a_k)$$

where $D(a_i S a_k) = \{g_j \in F: \Omega_j(a_k, a_i) > p_j\}$ is the criteria set at odds with $a_i S a_k$, and

$$\eta_j(a_i, a_k) = \frac{1 - c(a_i, a_k) - w_j}{1 - s - w_j} \in [0; 1]$$

the reinforcement of veto effect when the majority importance $c(a_i, a_k)$ decreases.

In summary, the $a_i S a_k$ hypothesis test can be expressed through the outranking binary relationship S_s , so that

$$a_i S_s a_k \Leftrightarrow \begin{cases} c(a_i, a_k) \geq s \\ \forall g_j \in D(a_i S a_k), \Omega_j(a_k, a_i) \leq v_j - q_j \times \eta_j(a_i, a_k) \end{cases}$$

The S_s relationship can be illustrated by the outranking graph $G_s = (A, U_s)$, where A is the vertices (or nodes) set and U_s is the set of arcs oriented from a_i to a_k when $a_i S_s a_k$ is verified. Thus, G_s is a particular directed graph (or digraph). To select the most restrictive subset of alternatives, the ELECTRE IS model searches for the outranking graph's kernel, $A'_s \supseteq A$, verifying the two internal and external stability conditions (respectively, $\forall a_i \in A'_s, \forall a_k \in A'_s, \text{not}(a_i S_s a_k)$ and $\text{not}(a_k S_s a_i)$ and $\forall a_i \notin A'_s, \exists a_i \in A'_s, a_i S_s a_i$). Thus, the kernel elements do not outrank themselves, and each out-of-kernel element is outranked by at least one kernel element. The existence and uniqueness of the kernel is guaranteed only if the outrank graph is without a cycle. The algorithm for transformation to a cycle graph (final graph) is detailed in Ait Younes et al. (2000).

3.6. Principal results

The ELECTRE IS method was applied to 72 cases combining the four sectors (electrical link posts) with six weight sets (Table 8) and three majority levels. The client (CA2B) directly assessed the concordance threshold $s = 2/3$ defined by the President of CA2B and the President's councilors corresponding to a practical realistic level. The two other values of this parameter have been indirectly determined to test the sensitivity of the results. The two nearest values of $2/3$ that exceeded 50% were chosen in the computed concordance matrix, for example, 0.66 and 0.67 (Table 9a).

Concerning the Ghisonaccia sector, where set A of $n = 9$ photovoltaic projects was considered, we obtained the following concordance matrix (Table 9a), discordance matrix (Table 9b) and outranking graph (Fig. 3) using our seven evaluation criteria.

The concordance matrix gives the values of $c(a_i, a_k)$ for all ordered pairs of projects. For example, $c(a_{12}, a_2) = 1$ is interpreted as unanimity (100%) of agreement of the criteria with hypothesis

Table 9a

Global concordance matrix between the Ghisonaccia sector PV projects.

	a_1	a_2	a_3	a_6	a_7	a_{12}	a_{13}	a_{15}	a_{16}
a_1	1.00	0.76	0.81	0.71	0.81	0.38	0.57	0.76	0.57
a_2	0.48	1.00	0.50	0.62	0.74	0.12	0.14	0.62	0.52
a_3	0.65	0.88	1.00	0.71	0.81	0.49	0.43	0.75	0.43
a_6	0.48	0.43	0.43	1.00	0.87	0.19	0.24	0.57	0.43
a_7	0.55	0.40	0.44	0.76	1.00	0.00	0.24	0.43	0.43
a_{12}	0.67	1.00	0.81	1.00	1.00	1.00	0.88	0.81	0.67
a_{13}	0.71	1.00	0.79	0.76	0.81	0.54	1.00	0.76	0.70
a_{15}	0.67	0.81	0.69	0.76	0.66	0.55	0.62	1.00	0.62
a_{16}	0.80	0.81	0.79	0.76	0.62	0.57	0.81	1.00	1.00

Table 9b

Discordance matrix between the Ghisonaccia sector PV projects.

	a_1	a_2	a_3	a_6	a_7	a_{12}	a_{13}	a_{15}	a_{16}
a_1	0	0	0	0	0	*	*	0	*
a_2	*	0	*	*	0	*	*	*	*
a_3	*	0	0	0	0	*	*	0	*
a_6	*	*	*	0	0	*	*	*	*
a_7	*	*	*	0	0	*	*	*	*
a_{12}	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a_{13}	0	0	0	0	0	*	0	0	0
a_{15}	0	0	0	0	*	*	*	0	*
a_{16}	0	0	0	0	*	*	1	0	0

“ a_{12} outranks a_2 ”. $c(a_{16}, a_7) = 0.62$ indicates that the criteria are in agreement to a degree of 62% with the outranking hypothesis $a_{16} \succ a_7$. When a majority (2/3 here) is not achieved, the discordance test is not performed, and “*” is inserted in the matrix. Otherwise, a 0 value expresses the absence of veto (the no veto condition is true), and a value of 1 indicates the existence of at least one veto (the no veto condition is false). The kernel of the outranking graph is composed of only the a_{12} project (node or vertex 7), which is the best compromise.

The other three sectors were analyzed in the same way. Finally, four among the 16 photovoltaic plant projects studied for the Haute-Corse department were selected using the outranking model ELECTRE IS. Table 10 summarizes the recommended project set, while the map (Fig. 4) presents their geographic locations.

Based on the reference criteria set, the a_{12} , a_{14} , a_{11} and a_4 alternatives are unanimously within the kernel of the outranking graph, while some other projects are selected only in specific cases. Thus, alternative a_1 , in the Ghisonaccia sector, is only accepted after the g_8 criterion integrates the criteria set. The a_5 and a_8 alternatives, in the Oletta sector, and the a_{10} alternative, in Taglio's zone, are accepted only when the concordance (or majority) level is lowered. Moreover, the results are confirmed despite which weight set is used, definitively rejecting the hypothesis of a unique weight set and demonstrating the selection stability of the model.

3.7. Discussion

The results presented came from power struggles between the favorable majority and the opposite minority of criteria according to each outranking hypothesis tested. We highlight some of these struggles, especially concerning the Ghisonaccia sector. It can be observed that the concordance condition is seldom verified for the a_2 , a_6 and a_7 projects (Table 9a). The 2/3 required majority is, indeed, met only once for each of these projects. In contrast, a_{12} outranks all the other PV projects by a majority (Fig. 3, Table 9a and 9b) and outranks unanimously a_2 , a_6 and a_7 . With respect to the minority criteria being strongly opposite to some outrankings, only g_3 and g_6 have veto power (Table 8). The criterion g_3 (study of potential ecological degradation in the files) rejects the “ a_6 outranks a_3 ” and “ a_7 outranks a_3 ” hypotheses, whereas the use conflict risk criterion is in opposition to the “ a_6 , a_{15} or a_{16} outranks a_{13} or a_{12} ” hypothesis and also rejects the “ a_7 outranks a_{12} ” hypothesis. Thus, in these power struggles between majority and minority, the a_{12} project outranks the other projects without being outranked (Fig. 3), a_{12} is strictly preferred to them.

For each of the four studied sectors, the ELECTRE IS model application allows making a conclusion about the selection of each project in 18 cases considering two criteria sets, each of which is combined with three weight sets and the three majority values. Thus, a sensitivity analysis was performed with or without taking into account the criterion g_8 and assigning different values to the parameters. Such recommendations should be elaborated from

Table 10 Selected PV projects.

Electrical linkage posts	Selected photovoltaic projects	Power (MW _c)	Occupied surface (ha)
Ghisonaccia	a_{12}	4.5	17.
Cervione	a_{14}	8	23
Oletta	a_{11}	3.5	14.3
Taglio	a_4	11.1	41.5
Total	4 projects on 16	27.1	96.2

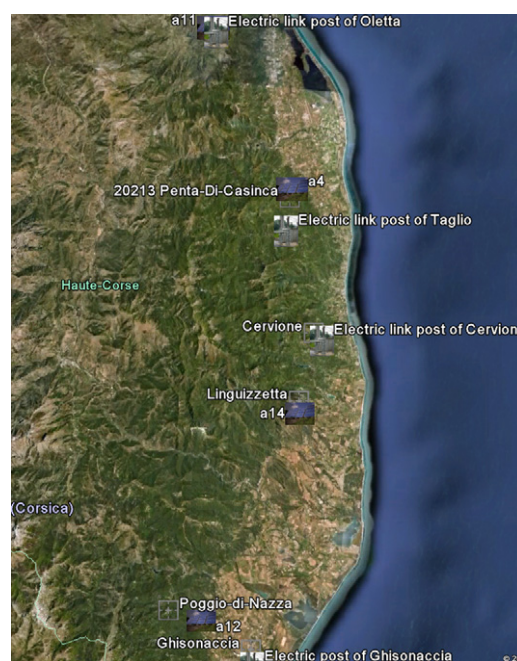


Fig. 4. Geographic localization of selected projects.

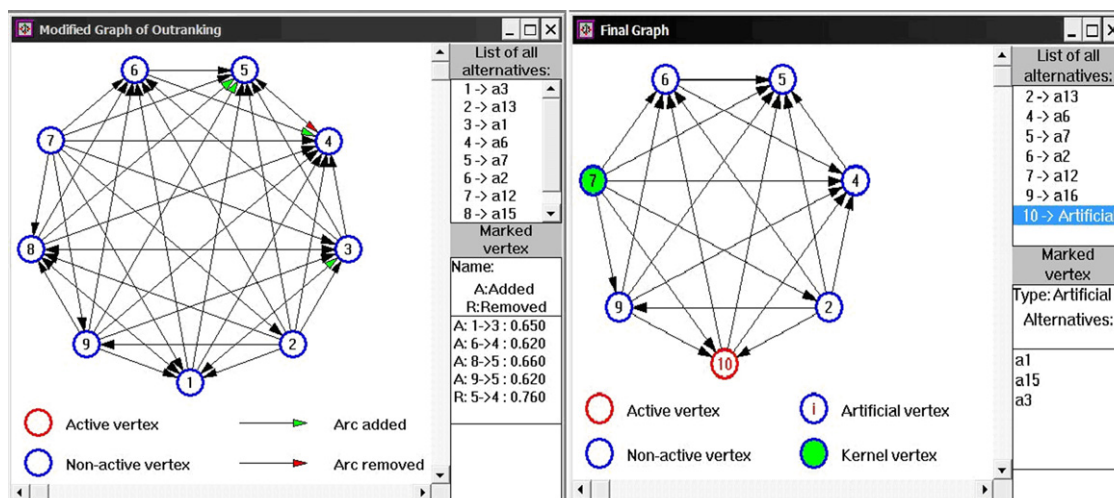


Fig. 3. Outranking graphs and PV project selection for the Ghisonaccia sector.

Table 11
Robustness matrix of outranking results between the Ghisonaccia sector PV projects.

	a_1	a_2	a_3	a_6	a_7	a_{12}	a_{13}	a_{15}	a_{16}
a_1	1.00	0.76	0.40	0.71	0.81	0.12	0.36	0.76	0.36
a_2	0.48	1.00	0.50	0.62	0.74	0.09	0.14	0.62	0.52
a_3	0.65	0.88	1.00	0.71	0.81	0.23	0.39	0.75	0.43
a_6	0.48	0.43	0.05	1.00	0.87	0.00	0.04	0.57	0.21
a_7	0.55	0.40	0.06	0.76	1.00	0.00	0.09	0.43	0.21
a_{12}	0.67	1.00	0.81	0.95	1.00	1.00	0.88	0.81	0.67
a_{13}	0.71	1.00	0.79	0.76	0.81	0.54	1.00	0.76	0.70
a_{15}	0.67	0.81	0.69	0.76	0.66	0.00	0.19	1.00	0.62
a_{16}	0.80	0.81	0.79	0.76	0.62	0.00	0.30	1.00	1.00

robust conclusions: “A conclusion ... is said to be robust with respect to a domain ... of possible values for the preference and technical parameters, if there is not a particular set of parameters ... which clearly invalidates the conclusion ...” (Figueira et al., 2005). The sensitivity analysis was supplemented with a study of the degree of robustness for each outranking situation using the $\rho(a_i, a_k) \in [0; 1]$ indicator defined in Ait Younes et al. (2000) and Roy and Bouyssou (1993). This indicator allows the assessment of whether modifying the $a_i S_k a_k$ conclusion is justified. If $\rho(a_i, a_k) = 0.5$, adding an arc is as justified as removing it. Otherwise, a complex algorithm compares an additional cost of $0.5 - \rho(a_i, a_k)$ with a removal cost of $\rho(a_i, a_k) - 0.5$.

Concerning the Ghisonaccia sector, the robustness matrix is presented in Table 11.

For example, it can be observed that $\rho(a_{13}, a_k) = c(a_{13}, a_k) \forall a_k \in A$, reflecting very robust results for the $a_{13} S_k a_k$ outranking hypothesis. Consequently, the result is completely stable despite whether the PV project a_{13} (vertex 2) outranks a_k . No modification was made (no arc added and no arc removed) concerning this alternative in the modified graph (Fig. 3). However, adding an arc from node 1 to node 3 transforms the $\{1, 8, 3\} = \{a_3, a_{15}, a_1\}$ circuit; these three projects are then considered to be equivalent and are brought together in the artificial node 10. This transformation based on robustness and costs leads to the final graph, from which the kernel can be determined.

Considering all of the sectors, the robustness analysis allows maintaining our previous conclusions and the recommendation to select projects a_{12} , a_{14} , a_{11} and a_4 .

4. Conclusion

Energy policy in an island environment is a complex and essential task that requires rigorous planning and appropriate tools of evaluation to aid in decision making.

Its considerable potential for renewable energy production makes Corsica island very attractive for a number of industries, and numerous photovoltaic plant projects that have been proposed for farming fields are relevant to this topic. Only a limited number of projects can be selected by local policy makers due to technical constraints because of the necessity of electrical network stability, the necessity to prevent geographical over-abundance of electrical production and to meet the requirements of social acceptability and field use conflict avoidance.

Our study related to PV project selection was carried out using the ELECTRE IS outranking multicriteria method. This process allowed us to choose the four most relevant projects among the 16 projects presented to the CDA2B.

The selected project set covers an area of 96.2 ha (on 310 ha) of farming fields and represents a cumulative power of 27.1 MW_c (on 96.17 MW_c). Thus, the 46 MW_c limit is not exceeded, and the Haute-Corse department would contribute to renewable energy

development at 58.9% of the PV potential limit (46 MW_c). If these recommendations were to be implemented, 18.9 MW_c of renewable systems remains to be installed in the whole of Corsica. Territorial over-abundance is also avoided because the four selected projects concern four different electrical linkage posts (2) and the maximal power to be linked is 11.1 MW_c.

The multicriteria methodology used here can be implemented in a more participative context, with protagonists advocating various concerns with different degrees of controversy (Froger Oberti, 2002; Oberti, 2004).

Furthermore, the CTC has carried out its own valuation of all of the proposed projects concerning this region (Haute-Corse and Corse-du-Sud). The use of eight constraints and 39 criteria allowed presenting a favorable opinion for 18 of the 74 submitted projects (Assemblée de Corse, 2009a). With respect to the value scales of the criteria, a transparent methodology weighting has been implemented, whereas the weighted arithmetic mean used for the aggregation of the assessments is strongly compensatory. Also no rigorous technic has been used for weighting criteria. Moreover, the lack of methodological control by the CTC has increased the administration time of projects.

The relevance of these recommendations concerning Corsica's energy future depends on the adapted multicriteria models used to synthesize our assessments of technologies, scenarios, policies and projects. A research partnership with the CTC is suggested to further inform this analysis to a much greater degree.

ELECTRE outranking methods offer an adequate analytical framework related to RES integration on islands, where technological, economic, social and political stakes are plentiful.

References

- ADEME, 2006. Le marché photovoltaïque en France. Etat des lieux, mise en perspective, rentabilité financière des systèmes, vision du développement de la filière. RES département, octobre. <http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=7955A6C681FC7A86846DCCC3BFBA71170857228524.pdf>.
- Ait Younes, A., Azibi, R., Roy, B., 2000. ELECTRE IS—Manuel d'utilisation. LAMSADE 118 et 118 bis, downloadable from <http://www.lamsade.dauphine.fr/> rubrique Annales et cahiers.
- Assemblée de corse, 2009a. Délibération N°09/251 AC de l'assemblée de Corse portant sur avis sur les projets de champ photovoltaïque en Corse, 35 pp.
- Assemblée de corse, 2009b. Délibération No09/116 AC de l'assemblée de Corse approuvant le projet de charte de développement du photovoltaïque et le dispositif d'évaluation des projets, 24 pp.
- Barda, O.H., Dupuis, J., Lencioni, P., 1990. Multicriteria location of thermal power plants. European Journal of Operational research 45 (2–3), 332–346.
- Beccali, M., Cellura, M., Mistretta, M., 2003. Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology. Renewable Energy 28, 2063–2087.
- Bouyssou, D., Roy, B., 1987. La notion de seuils de discrimination en analyse multicritère. Information System and Operational Research 25, 302–313.
- Commission des îles CRPM, 2001. Déclaration finale de la XXI conférence annuelle de la commission des îles 15 pp.
- Cavallaro, F., Ciraolo, L., 2005. A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an Italian island. Energy Policy 33, 233–244.
- Cavallaro, F., 2005. An integrated multi-criteria system to assess sustainable energy options an application of the Promethee method. Work notes 02.2005, 23 pp.
- DIREN PACA, 2009. Les mesures compensatoires pour la biodiversité : principe et projet de mise en œuvre en région PACA. <http://www.paca.ecologie.gouv.fr/IMG/pdf/Guide_mesures_compensatoires_fev_09_V1.pdf>.
- Eurostat, 2009. Panorama of energy. Energy statistics to support EU policies and solutions. Statistical books. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFF_PUB/KS-GH-09-001/EN/KS-GH-09-001-EN.PDF>.
- Figueira, J., Mousseau, V., Roy, B., 2005. ELECTRE methods. In: Figueira, J., Greco, S., Ehrgott, M. (Eds.), Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys, pp. 133–162.
- Figueira, J., Roy, B., 2002. Determining the weights of criteria in the ELECTRE type methods with a revised Simos' procedure. European Journal of Operational Research 139 (2), 317–326.
- Froger G., Oberti P., 2002. Gouvernance et développement durable. L'aide multicritère à la décision participative. Sciences de la société, 57, Autour du développement durable, octobre, pp. 57–74.
- Georgopoulou, E., Lalas, D., Papagiannakis, L., 1997. A multicriteria decision aid approach for energy planning problems: The case of renewable energy option. European Journal of Operational Research 103, 38–54.
- Marin, C., Alves, L.E., Zervos, A., 2005. 100% RES A challenge for island Sustainable Development. Research Group on Energy and Sustainable Development,

- Mechanical Engineering Department, Lisbon-Portugal, <<http://www.unescocan.org/pdf/100RES.pdf>>, 309 pp.
- Mourelatos, A., Assimacopoulos, D., Papagiannakis, L., 1998. Large-Scale integration of renewable energy sources an action plan for Crete. *Energy Policy* 26, 751–763.
- Oberti, P., 2004. Décision publique et recherche procédurale: illustration d'une démarche multicritère à la localisation participative d'un parc éolien en région corse. Journées de l'Association Française de Science Economique. <<http://creg.eco.univ-rennes1.fr/afse/TEXTES-PAR-SESS/A2/OBERTI.P.75.pdf>>.
- Oberti, P., 2006. Localisation participative d'un parc éolien en corse application sur la commune de Bonifacio. A cooperational study of University of Corsica and Agence de développement économique de la Corse (ADEC) report, 103 pp.
- Observ'ER, 2008. Worldwide electricity production from renewable energy sources. Tenth Inventory, Stats and figures series. <<http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/introduction.asp>>.
- Papadopoulos, A., Karagiannidis, A., 2008. Application of the multi-criteria analysis method Electre III for the optimisation of decentralised energy systems. *Omega* 36, 766–776.
- Poggi, P., Notton, G., 2005. The electrical energy production in Corsica. Assessments and perspectives. Summer University of La Réunion island, 29 pp.
- Pohekar, S.D., Ramachandran, M., 2004. Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 8, 365–381.
- Poli, A.M., 2009. Gestion, gouvernance et évaluation au sein des aires marines protégées: application multicritère de surclassement à la réserve naturelle des Bouches de Bonifacio. Université de Corse, novembre, Thesis.
- Quattrolibri, 2009. Implantation de panneaux photovoltaïques sur terres agricoles. Enjeux et propositions, Rapport Solaire/Agriculture de Quattrolibri, 61 pp. <http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/Quattrolibri_solaire_agriculture.pdf>.
- Roy, B., 1996. *Multicriteria Methodology for Decision Aiding*, vol. 12 of *Nonconvex Optimization and its Applications*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht.
- Roy, B., 2000. Un glossaire d'Aide à la Décision en français et anglais. Bulletin du Groupe de Travail Européen "Aide Multicritère à la Décision", Série 3, no. 1, Printemps.
- Roy, B., Bouyssou, D., 1993. *Aide multicritère à la décision: méthodes et cas*. Economica, Paris, 695 pp.
- Tsoutsos, T., Drandaki, M., Frantzeskaki, N., Iosifidis, E., Kiosses, I., 2009. Sustainable energy planning by using multicriteria analysis application in the island of Crete. *Energy Policy* 37, 1587–1600.

Nomenclature

$1/\mu$	Chemin optique total parcouru par le rayonnement	[Sans unité]
A	Ensemble des alternatives	
A'_s	Noyau du graphe de surclassement	
A_i	Coefficients de la fonction angulaire de diffusion	[Sans unité]
A_s	Ensemble des sommets	
A_{horizon}	Série des élévations des points les plus élevés vu d'un pixel P	
B_{Cls}	Irradiance directe en condition de ciel clair	[W/m ²]
$C(a_k Q a_i)$	Ensemble des critères pour lesquels a_k est faiblement préférée à a_i	
C_t	Facteur de configuration de terrain	[Sans unité]
$D(a_i S a_k)$	Ensemble des critères opposés à l'hypothèse de surclassement	
D_{Cls}	Irradiance diffuse en condition de ciel clair	[W/m ²]
EA	Surface efficace	[ha]
F	Ensemble des critères	
F_d	Fonction angulaire de diffusion	[Sans unité]
F_{nuage}	Facteur d'ennuage	[Sans unité]
G	Irradiance globale horizontale	[W/m ²]
G_0	Irradiance solaire extraterrestre	[W/m ²]
G_d	Irradiance diffuse horizontale	[W/m ²]
G_r	Irradiance diffuse réfléchie	[W/m ²]
G_s	Graphe de surclassement	
$G_{8\text{sites}}$	Irradiances globales cumulées sur les 8 sites d'étude	[W/m ²]
G_{Cls}	Irradiance en conditions de ciel clair	[W/m ²]
G_{TOA}	Irradiance hors atmosphère	[W/m ²]
$G_{\text{masqué}}$	Rayonnement global masqué	[W/m ²]
G_{nuage}	Irradiance en conditions de ciel nuageux	[W/m ²]
G_{sc}	Constante solaire	[W/m ²]
$G_{b,\text{masqué}}$	Irradiance directe masquée	[W/m ²]
$G_{b,n}$	Irradiance directe normale	[W/m ²]
H_{Cls}	Irradiation en conditions de ciel clair	[Wh/m ²]
$H_{\text{intervalle,Cls}}$	Irradiation globale de l'intervalle énergétique en conditions de ciel clair	[Wh/m ²]
$H_{\text{jour,Cls}}$	Irradiation globale journalière en conditions de ciel clair	[Wh/m ²]
$H_{\text{jour,masqué}}$	Irradiation globale journalière masquée	[Wh/m ²]
H_{jour}	Irradiation globale journalière	[Wh/m ²]
H_{sol}	Irradiation mesurée au sol	[Wh/m ²]
I_{Gcls}	Indice spatio-temporel	[Sans unité]
$I_{\text{géo}}$	Indice spatial	[Sans unité]
I_{tps}	Indice de temps	[Sans unité]
$J(W)$ et $J^T(W)$	Matrice jacobienne et sa transposée	
K_t	Indice de clarté journalier	[Sans unité]

N	Quantité mesurée par les instruments du satellite	[Sans unité]
N_c	Nombre de neurones cachés du réseau de neurones	[Sans unité]
N_e	Nombre d'entrées du réseau de neurones	[Sans unité]
N_s	Nombre de sorties du réseau de neurones	[Sans unité]
N_{Cl_s}	Quantité N en conditions de ciels clair	[Sans unité]
$N_{C_i-C_j}$	Nombre de changements de régime d'ensoleillement d'une classe C_i vers la classe C_j	[Sans unité]
N_{C_i}	Nombre total d'intervalles de classes C_i	[Sans unité]
$N_{instables}$	Nombre de points instables	[Sans unité]
$N_{mesures}$	Nombre de points de mesures	[Sans unité]
N_{nuage}	Quantités N lorsque la couverture nuageuse est maximale	[Sans unité]
N_{ap}	Nombre d'éléments d'apprentissage	
P	Pression atmosphérique moyenne annuelle	[millibar]
P_{max}	Puissance crête de la plus grande installation	[MW _c]
P_{min}	Puissance crête de la plus petite installation	[MW _c]
$P_{i,j}$	Sous-pixel de la $i^{\text{ème}}$ ligne, $j^{\text{ème}}$ colonne de la carte désagrégée	
R	Ratio énergétique	[%]
RA	Surface totale des parcelles louées	[ha]
R_N	Ratio entre le nombre de points instables ramené au nombre de points de mesures	[%]
S_2	Intégrale du carré de la dérivé seconde de l'indice de clarté horaire	[Sans unité]
S_b	Facteur de masque du rayonnement direct	[Sans unité]
S_d	Facteur d'obstruction du ciel	[Sans unité]
S_{inter}	Seuils de regroupement inter-intervalles	[s]
S_{intra}	Seuils de regroupement intra-intervalles	[s]
S_{var}	Seuil de variabilité	[s]
T	Température atmosphérique moyenne annuelle	[°C]
$TL(AM2)$	Trouble de Linke pour une masse d'air de 2	[Sans unité]
U_s	Ensemble des arcs orientés	
U_{H_2O}	Contenu de l'air en vapeur d'eau	
U_{O_3}	Contenu de l'air en ozone	
V	Visibilité horizontale	[km]
V_d	« Sky view factor »	[Sans unité]
Vis	Ensemble des pixels visibles du point de vue d'un pixel donné	
W	Poids des réseaux de neurones	
X_{est}	Série d'estimations d'une observable donnée	
X_{mes}	Série de mesures d'une observable donnée	
Δe	Correction tenant compte de la réfraction atmosphérique	[deg]
Γ	Série des azimuts des points les plus élevés vu d'un pixel P	
$\Omega_j(a_k, a_i)$	Avantage de a_k sur a_i pour le critère g_j	
$\Pi_{I,J}$	Pixel de la $I^{\text{ème}}$ ligne, $J^{\text{ème}}$ colonne de la carte initiale	
α	Élévation solaire topocentrique	[deg]
$\alpha_{PP'}$	Angle d'élévation du pixel P' vu du pixel P	[deg]
$\alpha_{\gamma,horizon}$	Élévation de l'horizon à l'azimut γ	[deg]
α_{soleil}	Élévation solaire topocentrique apparente	[deg]
$\bar{G}(\tau)_{\tau \in [t-dt, t]}$	Moyenne d'irradiances d'un intervalle $[t - dt, t]$	
\bar{m}	Nombre de rangs	
\bar{x}_{est}	Valeurs moyenne de la série X_{est}	
\bar{x}_{mes}	Valeurs moyenne de la série X_{mes}	
β	Constante de la fonction de correction de la transmittance	[Sans unité]

β_i	Coefficient d'optimisation du foisonnement	[Sans unité]
δt	Décalage temporel	[minutes]
δ'	Déclinaison solaire topocentrique	[deg]
ϵ	Correction relative de la distance Terre-Soleil	[Sans unité]
$\eta_j(a_i, a_k)$	Renforcement de l'effet de veto d'un critère discordant	
γ	Azimut solaire topocentrique	[deg]
$\gamma_{PP'}$	Azimut du pixel P' vu du pixel P	[deg]
λ	Longitude	[deg]
ν_j	Seuil de veto attribué au critère g_j	
ω	Angle horaire solaire	[deg]
ω'	Angle de horaire solaire topocentrique	[deg]
$\overline{\overline{I_b}}$ (Heure, Jour)	Matrice de rayonnement direct	
$\overline{\overline{I_d}}$ (Heure, Jour)	Matrice de rayonnement diffus	
$\overline{\overline{S_b}}$ (Heure, Jour)	Matrice binaire de facteur masque de rayonnement direct	
ρ	Indice de robustesse	
ρ_{sol}	Albédo de surface	[Sans unité]
ρ_p	Albédo planétaire	[Sans unité]
ρ_{Ray}	Albédo de Rayleigh	[Sans unité]
ρ_{nuage}	Albédos des nuages	[Sans unité]
τ	Transmittance atmosphérique globale	[Sans unité]
τ_1	Transmittance atmosphérique du chemin Soleil-surface	[Sans unité]
τ_2	Transmittance atmosphérique du parcours Soleil-surface-satellite	[Sans unité]
τ_{2top}	Transmittance atmosphérique du parcours Soleil-nuage-satellite	[Sans unité]
τ_{ClS}	Transmittance atmosphérique en condition de ciel clair	[Sans unité]
$\tau_{nuage+sol}$	Ensemble « extinction due aux nuages et contribution de la réflectance du sol »	[Sans unité]
τ_{nuage}	Transmittance atmosphérique en conditions nuageuses	[Sans unité]
τ_{bc}	Transmittance sous les nuages	[Sans unité]
τ_{rd}	Transmittance atmosphérique au zénith	[Sans unité]
ET	Equation du temps	[Heure]
MBE	Biais moyen absolu	
$P_N(C_i)$	Ratio du nombre d'intervalles de classe C_i	[%]
$P_t(C_i)$	Ratio de durée cummulée des intervalles de classes C_i	[%]
RMSE	Erreur quadratique moyenne absolue	
rMBE	Biais moyen relatif	[%]
rRMSE	Erreur quadratique moyenne relative	[%]
t_{TSM}	Temps Solaire Moyen	[Heure]
t_{TSV}	Temps Solaire Vrai	[Heure]
t_{TU_0}	Mesure brute de la période de rotation de la Terre	[Heure]
t_{TU_1}	Mesure de la période de rotation de la Terre corrigé des effets de la nutation	[Heure]
t_{TU}	Temps Universel	[Heure]
t_{UTC}	Temps Universel Coordonné	[Heure]
$t_{légal}$	Temps légal ou temps local	[Heure]
θ	Angle zénithal solaire topocentrique	[deg]
a_i	Alternative i	
$a_i Sa_k$	hypothèse de surclassement « a_i surclasse a_k »	
g_i	Critère j	
h_r	Heures de levers du Soleil	[Heure]

h_s	Heures de coucher du Soleil	[Heure]
$h_{lim,r}$	Heures limites du matin de l'intervalle énergétique	[Heure]
$h_{lim,s}$	Heures limites du soir de l'intervalle énergétique	[Heure]
p_j	Seuil de préférence associé à g_j	
q_j	Seuil d'indifférence attribué au critère g_j	
s_j	Seuil de discrimination (ou de veto)	
w_j	Poids du critère g_j	
φ	Latitude	[deg]
$\varphi_j(a_i, a_k)$	Indice de concordance pour le critère g_j	
\widehat{x}_{t+h}	Observable prédite à l'horizon h	
a, b, a' et b'	Coefficients de calculs de e_{sc}	
a_j^s et s_j	Coefficients de la fonction affine d'un seuil variable s du critère g_j	
a_i	Coefficients polynomiaux reliant les indices à l'ennuagement	[Sans unité]
a_{H_2O}	Coefficient d'absorption de la vapeur d'eau	[Sans unité]
a_{O_3}	Coefficient d'absorption de l'ozone	[Sans unité]
$a_{aéro}$	Coefficient d'absorption des aérosols	[Sans unité]
a_{nuage}	Facteur d'absorption des nuages	[Sans unité]
b_j	Biais de l'entrée j du neurone i	[Sans unité]
$c(a_i, a_k)$	Indice de concordance global	
d	Numéro du jour	[Sans unité]
$d_{PP'}$	Distance entre les pixels P et P'	[m]
dt	Echelle de variations	[s]
e'_r	Différence entre critères de rang r et ceux de rang $r + 1$	
$e(W)$	Erreur entre simulation et mesure	
e_{ray}	Epaisseur optique de Rayleigh	[Sans unité]
e_{H_2O}	Epaisseur optique de la vapeur d'eau	[Sans unité]
e_{O_3}	Epaisseurs optiques de l'ozone	[Sans unité]
e_{sc}	Epaisseurs optiques des aérosols et les diffusions de Rayleigh	[Sans unité]
f	Fonction de calculs de variations relatives	
$g()$	Fonction d'activation du neurone i	[Sans unité]
h	Horizon de la prédiction	[s ou h]
j	Angle journalier	[rad]
k	Indice (de clarté ou de ciel clair)	[Sans unité]
k_d	Fraction diffuse	[Sans unité]
k_j	Poids non normalisé	
k_t	Indice de clarté	[Sans unité]
k_{Cls}	Indice de ciel clair	[Sans unité]
m	Nombre de critères	
m_a	Masse d'air optique relative	[Sans unité]
n	Indice d'ennuagement	[Sans unité]
ne_i	Nombre d'entrées du neurone i	[Sans unité]
r	Distance Terre-Soleil	[m ou ua]
r_0	Moyenne annuelle de la distance Terre-Soleil	[m ou ua]
r_T	Rayon de la Terre	[m]
s	Niveau de majorité	
t_{int}	Durées d'intervalles classés	[s]
$w_{i,j}^1$	Poids de l'entrée j du neurone i	[Sans unité]
x_j	Entrée j du neurone i	[Sans unité]
x_t	Observable d'une série temporelle	

y_i	Sortie du neurone i	[Sans unité]
z	Elevation des sub-pixels	[m]
z_0	Elevation initiale des pixels	[m]
C_0	Variations de classe 0	[Sans unité]
C_1	Variations de classe 1	[Sans unité]
C_2	Variations de classe 2	[Sans unité]
CC	Coefficient de corrélation	[Sans unité]
N	Nombre d'élément de l'échantillon de l'observable	
N_{seq}	Nombre de séquences retenues pour les k-NN	[Sans unité]

Table des figures

Fig. .1	Evolution des filières photovoltaïques et éoliennes (Observ'ER, 2012)	16
Fig. .2	Moyens de production d'électricité en Corse et répartition de la production en juin 2011 (EDF SEI, 2011)	18
Fig. .3	Répartition des moyens de production en Corse (EDF SEI, 2011) (avec centrales photovoltaïques de plus de 3,5 MW _c)	19
Fig. I.1	Structure générale du processus d'aide multicritère à la décision	29
Fig. I.2	Localisation géographique des moyens de production électrique en Corse (Poggi et Notton, 2005) et des parcelles concernées par les 16 centrales photovoltaïques étudiées	31
Fig. I.3	Graphe de surclassement initial et modifié du secteur de Ghisonaccia	51
Fig. I.4	Localisation géographique des 16 centrales photovoltaïques étudiées et des 4 centrales sélectionnées	52
Fig. II.1	Définition des angles solaires : α l'élévation du Soleil et γ son azimut	66
Fig. II.2	Mouvements de rotations de la Terre d'après Perrin et Vauge (1982)	68
Fig. II.3	Interactions du rayonnement solaire avec l'atmosphère	69
Fig. II.4	Synopsis de la méthode de calculs des horizons	81
Fig. II.5	Localisation géographique de la zone d'étude et des stations météorologiques	86
Fig. II.6	Exemples d'images Météosat-8 au-dessus de la Corse	87
Fig. II.7	MNT de la Corse	88
Fig. II.8	Décalages temporels des mesures pour les trois stations fournissant des mesures d'irradiations solaires horaires et des estimations des trois stations confondues	90
Fig. II.9	Calage spatial des images Météosat-8 observé au niveau des trois stations fournissant des mesures d'irradiations solaires horaires	91
Fig. II.10	Horizons mesurés (points magenta), calculés à partir du MNT (aires noires) pour l'ensemble des sites considérés dans cette étude	96
Fig. II.11	Horizons mesurés (points magenta), calculés à partir du MNT (en rouge) et considérant d'éventuelles erreurs du SRTM (aires noires et bleues) pour les sites d'Ajaccio et de Vignola	97
Fig. II.12	Erreurs d'élévations en fonction de la distance des points dessinant les horizons des différents sites	98
Fig. II.13	Heures de levers et de couchers simulées sans horizon (en vert), avec horizon (en rouge) et observées à partir de mesures pyréliométriques (en bleu).	99
Fig. II.14	Evolutions des rRMSE et rMBE aux différents pas de temps pour l'ensemble des sites (en bleu : initial, en vert : avec la correction d'élévation et en rouge : considérant les masques)	102
Fig. II.15	Horizons et trajectoires solaires annuelles (a),c),e)). Evolutions des erreurs aux premières et dernières heures des jours de l'année 2005 et heures de levers et de couchers masqués et non masqués de la même année (b),d),f)) à Ajaccio, Bastia et Corte	104
Fig. II.16	Rapport $H_{\text{jour,masqué}}/H_{\text{jour}}$ pour tous les jours de l'année 2005 pour les stations disposant de données horaires (Ajaccio (triangles rouges), Bastia (étoiles bleues) et Corte (carrés noirs))	105

Fig. II.17	Evolution des erreurs aux premières heures (en rouge) et dernières heures de chaque jour (en noir), pour l'ensemble de l'échantillon d'étude. Heures de levers et de couchers non masqués (en gris) et masqués (en bleu) pour Corte	106
Fig. II.18	Diagramme de synthèse des cartes	107
Fig. II.19	Exemples d'images Météosat-8 désagrégées au-dessus de la Corse	108
Fig. II.20	Horizons pour différents pas de balayage (pas de 5 pixels (aire noire) 75 pixels en rouge, 150 pixels en vert) pour un cadre prospectif de 560×560 pixels	109
Fig. II.21	Horizons obtenus selon la taille des cadres de prospection (de 560×560 pixels (horizon de référence, aire noire), 360×360 pixels en rouge, 160×160 pixels en vert	110
Fig. II.22	Temps de calculs des horizons et évolutions des erreurs en fonction du pas de balayage et de la taille du cadre de prospection	110
Fig. II.23	Influence de l'horizon sur le rayonnement direct de l'année 2005 suivant les pas de temps utilisés	112
Fig. II.24	Images météosat-8 désagrégées avec correction de l'élévation et prise en compte des effets de masque au-dessus de la Corse	113
Fig. II.25	Cartographie du rayonnement global journalier moyen en 2005	113
Fig. II.26	Cartographie du rayonnement direct journalier moyen en 2005	114
Fig. III.1	Microclimats et localisation des sites de mesures	126
Fig. III.2	Corrélations entre les estimations d'irradiances solaires issues d'images Météosat-8 de l'ensemble des pixels de la carte et celles de plusieurs sites localisés	127
Fig. III.3	Répartition des jours de mesures valides (jj/mm/aa).	129
Fig. III.4	Rayonnement global horizontal en fonction de l'élévation et de l'azimut du soleil pour les données mesurées entre le 21 décembre 2010 et 21 juin 2011. Seules les stations présentant la quasi-totalité des journées de la période sont représentées (Bonifacio, Calvi, Corte, Lucciana, Propriano et Sainte-Lucie). La ligne bleue représente la ligne d'horizon visible de la station météorologique considérée, calculée par la procédure présentée dans la partie II.	131
Fig. III.5	Définition de l'intervalle énergétique : intervalles temporels et conséquences sur le ratio énergétique (du plus clair au plus foncé : 9 h - 15 h, 8 h - 16 h et 7 h - 17 h)	133
Fig. III.6	Définition de l'intervalle énergétique : intervalle pour lequel $\alpha_{\text{soleil}} > \alpha_{\text{ref}}$ et conséquences sur le ratio énergétique ($\alpha_{\text{soleil}} > 20^\circ$ en gris clair et $\alpha_{\text{soleil}} > 15^\circ$ en gris foncé)	134
Fig. III.7	Définition de l'intervalle énergétique : délimitation à un intervalle pour lequel R est constant (du plus clair au plus foncé : $R = 60\%$ et $R = 80\%$)	135
Fig. III.8	Variogramme (Courbe d'ajustement : $\text{RMSE} = 0.0381$)	136
Fig. III.9	Coefficients de corrélation intersites des mesures d'irradiances solaires	137
Fig. III.10	Rayonnement global horizontal à 1 Hz (en bleu) et les deux modes de calculs des variations, taux de variations (noir) et différence entre le minimum et le maximum d'un intervalle donné (rouge) (Données de rayonnement à Corte, le 24 mai 2010)	141
Fig. III.11	Variations repérées pour différentes échelles de variations dt : en rouge $dt = 1$ s, en noir $dt = 300$ s et en vert $dt = 1200$ s (Données de rayonnement à Corte, le 24 mai 2010)	142
Fig. III.12	Synopsis de la méthode : 1. repérage des variations (seuil de variabilité = 0,1) ; 2. regroupement intra-intervalles (seuil intra-intervalles = 900 s) et 3. regroupement inter-intervalles (seuil inter-intervalles = 900 s) (Données de rayonnement à Corte, le 24 mai 2010)	143
Fig. III.13	Evolution de R_N en fonction de l'échelle de variations considérée pour les 11 sites de mesures	145
Fig. III.14	Intervalles repérés pour un seuil de variations de 10 %, $dt_1 = 1$ s et $dt_1 = 300$ s et différentes valeurs de seuils intra et inter-intervalles	146

Fig. III.15	Histogrammes des distributions de variations sur les 8 sites d'études	148
Fig. III.16	Histogrammes des poids saisonniers en termes de nombres et de durées des classes pour les sites de Ghisonaccia, Propriano et Bonifacio	150
Fig. III.17	Rayonnement global sur l'ensemble des sites individuellement et rayonnement global cumulé le 13 février 2011	154
Fig. III.18	Temps cumulés relatifs de chaque classe considérant les valeurs minimales et maximales tous sites confondus et temps cumulé de ces classes considérant le foisonnement : le rayonnement est cumulé sur l'ensemble des sites	156
Fig. III.19	Diagramme de fonctionnement d'un algorithme génétique	158
Fig. III.20	Convergence de l'optimisation par algorithme génétique	159
Fig. III.21	Coefficients d'optimisation β_i en fonction de $P_f(C_2)$: le temps cumulé de variations C_2 . (courbe d'ajustement : $CC = 0,77$, $RMSE = 4,31$)	159
Fig. III.22	Histogrammes par classe des temps (relatifs) minima et maxima des sites, ainsi que les temps considérant le foisonnement et le foisonnement optimisé	160
Fig. III.23	Ratio de mesures dépassant le seuil de variabilité ramené au nombre total de mesures, en fonction de l'échelle de variation considérée pour les 8 sites de mesures utilisés pour le foisonnement (en noir) ainsi qu'en utilisant le foisonnement (en bleu) et le foisonnement optimisé (en rouge)	160
Fig. III.24	Répartition adéquate des installations photovoltaïques en Corse afin d'optimiser le foisonnement territorial (sur la base de l'échantillon de 152 jours et des 8 sites d'étude)	162
Fig. III.25	Inertie des moyens de production en Corse en vis-à-vis des horizons de prédictions (Voyant, 2011)	163
Fig. III.26	Neurone formel i	166
Fig. III.27	Réseau de neurone de type PMC à quatre entrées, deux couches cachées et deux sorties	166
Fig. III.28	Résultats des prédictions d'une persistance des intervalles classés de 15 minutes (journée du 17 novembre 2010 à Propriano). La courbe rouge présente les classes de variations observées, la courbe noire pointillée présente les classes prévues	171
Fig. III.29	Taux de réussite (%) des prédictions de classes de variations réalisées avec un modèle de persistance en fonction des horizons étudiés, en utilisant des intervalles classés de 15 mn (courbe noire), de 30 mn (courbe rouge) et 1 h (courbe bleu)	172
Fig. III.30	Résultats des prédictions d'un k-NN, avec $k = 4$ utilisant des intervalles classés de 15 minutes (journée du 17 novembre 2010 à Propriano). La courbe rouge présente les classes de variation observées, la courbe noire pointillée présente les classes prévues	173
Fig. III.31	Taux de réussite des prédictions réalisées avec le modèle 4-NN en fonction des horizons étudiés	175
Fig. III.32	Résultats des prédictions du RNA optimisé ($N_e = 9$ dont 5 entrées endogènes et 3 entrées exogènes et $N_c = 1$) utilisant des intervalles classés de 15 minutes (journée du 17 novembre 2010 à Propriano). La courbe rouge présente les classes de variations observées, la courbe noire pointillée présente les classes prévues	180
Fig. III.33	Taux de réussite des prédictions réalisées avec un modèle de RNA optimisé en fonction des horizons étudiés.	180
Fig. III.34	Taux de réussite des meilleures prédictions réalisées avec les modèles de persistance, k-NN et RNA optimisés en fonction des horizons étudiés.	181

Liste des tableaux

Tab. I.1	Groupe de travail	30
Tab. I.2	Caractéristiques des 16 projets de centrales photovoltaïques déposés par les industriels	32
Tab. I.3	Contraintes de pré-sélection des projets PV	33
Tab. I.4	Critères d'évaluation des projets PV (* : critère optionnel)	34
Tab. I.5	Barème d'évaluation du critère d'étude dans les dossiers de la dégradation écologique potentielle	37
Tab. I.6	Barème d'évaluation de la pertinence de la présentation de l'impact visuel dans les dossiers	38
Tab. I.7	Barème d'évaluation des risques de conflits d'usage agricoles et socio-économiques	39
Tab. I.8	Barème évaluant l'activité du projet revenant aux entreprises installées en Corse et aides à l'équipement EnR des résidents locaux	40
Tab. I.9	Détermination de la variable d'un seuil sur un critère g_j	44
Tab. I.10	Valeurs du seuil d'indifférence sur g_5 en mode inverse	45
Tab. I.11	Valeurs du seuil d'indifférence sur g_5 en mode direct	45
Tab. I.12	Tableau de performances élargi	49
Tab. I.13	Matrice de concordance entre les projets dans le secteur de Ghisonaccia	50
Tab. I.14	Matrice de discordance entre les projets dans le secteur de Ghisonaccia	51
Tab. I.15	Caractéristiques des projets sélectionnés	52
Tab. I.16	Matrice de robustesse des résultats de surclassement entre projets dans le secteur de Ghisonaccia	54
Tab. II.1	Performances de modèle d'estimations d'irradiances à partir d'images satellites .	76
Tab. II.2	Coordonnées géographiques et altitudes des stations météorologiques	86
Tab. II.3	Performances des estimations satellites brutes (meilleures performances en gras) .	92
Tab. II.4	Performances des estimations d'horizons pour l'ensemble des stations étudiées (meilleures performances en gras)	95
Tab. III.1	Coordonnées géographiques et altitudes des stations EDF	128
Tab. III.2	Distances (en km) entre les stations EDF	128
Tab. III.3	Coefficients de corrélation pour 152 jours communs aux stations ayant plus de 350 jours de mesures	136
Tab. III.4	Nombres d'évènements par classe	148
Tab. III.5	Matrice de transitions	149
Tab. III.6	Ensemble des coefficients d'optimisation du foisonnement	159
Tab. III.7	Taux de réussite (%) des prédictions des classes de variations d'intervalles de 15 minutes avec des modèles k-NN, $k \in [1, 8]$. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances ne considérant que les modèles ne présentant aucune prédiction impossible, les chiffres en rouge désignent les meilleures performances considérant l'ensemble des modèles	173

Tab. III.8	Taux de réussite (%) des prédictions des classes de variations d'intervalles de 30 minutes avec des modèles k-NN, $k \in [1, 8]$. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances ne considérant que les modèles ne présentant aucune prédiction impossible, les chiffres en rouge désignent les meilleures performances considérant l'ensemble des modèles	174
Tab. III.9	Taux de réussite des prédictions et taux de prédictions impossibles (%) des classes de variations d'intervalles de 1 heure avec des modèles k-NN, $k \in [1, 8]$. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances ne considérant que les modèles ne présentant aucune prédiction impossible, les chiffres en rouge désignent les meilleures performances considérant l'ensemble des modèles	174
Tab. III.10	Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 15 minutes obtenues par des modèles RNA avec différentes entrées. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances	177
Tab. III.11	Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 30 minutes obtenues par des modèles RNA avec différentes entrées. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances	178
Tab. III.12	Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 1 heure obtenues par des modèles RNA avec différentes entrées. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances	178
Tab. III.13	Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 15 minutes obtenues par des modèles RNA avec 6 entrées endogènes et 3 indices I_{Gcls} en fonction du nombre de neurones dans la couche cachée. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances	179
Tab. III.14	Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 30 minutes obtenues par des modèles RNA avec 2 entrées endogènes en fonction du nombre de neurones dans la couche cachée. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances	179
Tab. III.15	Taux de réussite des prédictions (%) des classes de variations d'intervalles de 1 heure obtenues par des modèles RNA avec 3 entrées endogènes en fonction du nombre de neurones dans la couche cachée. Les chiffres en gras désignent les meilleures performances	179