

INTEGRATION DES SYSTEMES ENERGETIQUES A SOURCES RENOUVELABLES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES INSULAIRES

Philippe Poggi

▶ **To cite this version:**

Philippe Poggi. INTEGRATION DES SYSTEMES ENERGETIQUES A SOURCES RENOUVELABLES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES INSULAIRES. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université Pascal Paoli, 2007. tel-00604868

HAL Id: tel-00604868

https://theses.hal.science/tel-00604868

Submitted on 29 Jun 2011

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.

MEMOIRE

PRESENTÉE EN VUE DE L'OBTENTION D'UNE

HABILITATION A DIRIGER LES RECHERCHES

PAR

PHILIPPE POGGI

Docteur

Maître de Conférences

62ème Section

UNIVERSITE DE CORSE

PASQUALE PAOLI

Discipline : ÉnergÉtique et GÉnie des ProcÉdÉs

présentée et soutenue publiquement

le 15 Décembre 2007

INTEGRATION DES SYSTEMES ENERGETIQUES A SOURCES RENOUVELABLES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES INSULAIRES

Commission d'examen :

Rapporteurs :	Harry BOYER, *Professeur à l'Université de la Réunion*
	Jean-François MUZY, *Chargé de Recherches au CNRS, HDR - UMR CNRS 6134*
	Dominique LAMBERT, *Maître de Conférences HDR à l'Université de Toulouse*
Examinateurs :	Jacques Henri BALBI, *Professeur et Directeur de l'UMR CNRS 6134, Université de Corse*
	Michel DUPONT, *Professeur à l'Université Antilles-Guyane*

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS 1
NOTICE INDIVIDUELLE 2
ACTIVITES DE RECHERCHES 21
AVANT-PROPOS
INTRODUCTION 2
1 ETUDE DE L'INTRANT ENERGETIQUE 30
1.1 PRESENTATION DE LA STATION METEOROLOGIQUE. 30
1.2 ETUDE DU RAYONNEMENT SOLAIRE DIRECT. 31
1.3 DEVELOPPEMENT DE CORRELATIONS DU RAYONNEMENT SOLAIRE. 33
1.3.1 Détermination des composantes du rayonnement solaire à partir des durées d'insolation. 33
1.3.2 Détermination des irradiations solaires horaires globales sur des plans inclinés à partir des irradiations solaires journalières globales horizontales. 35
1.4 UTILISATION DE DONNEES SATELLITAIRES METEOSAT. 37
1.4.1 Détermination des irradiations journalières solaires globales horizontales à partir des images satellites. 37
1.4.2 Détermination des irradiations solaires horaires sur un plan incliné. 43
1.5 DETERMINATION DE PROFILS HORAIRES D'ÉCLAIREMENT SOLAIRE GLOBAL. 52
1.6 DEVELOPPEMENT DE SIMULATEURS DE RAYONNEMENT SOLAIRE. ... 54
1.6.1 Etude stochastique des irradiations solaires globales horizontales. 55
1.6.2 Classification en journées types des irradiations solaires globales et générateur de séries de « journées types » 64
1.7 ANALYSE STOCHASTIQUE DES VITESSES DE VENT 68
1.7.1 Modélisation et simulation par des processus stochastiques 69
1.7.2 Le processus autorégressif 70
1.7.3 Les chaines de Markov 74
1.7.4 Simulation 78
1.7.5 Conclusion 80
1.8 NOTIONS DE MULTIFRACTALITE APPLIQUEE AUX DONNEES METEOROLOGIQUES 81
1.9 SYNTHESE ET CONCLUSION. 87

2 INTEGRATION DE SYSTEMES A SOURCES RENOUVELABLES DANS UN RESEAU ELECTRIQUE INSULAIRE..... 88
2.1 ETUDE DE LA SITUATION ENERGETIQUE DES ILES DE MEDITERRANEE OCCIDENTALE..... 89
2.1.1 Situation de la production d'énergie électrique dans l'île..... 90
2.1.2 Problèmes de la production d'électricité et situation particulière du producteur 93
2.1.3 Incident énergétique en février – mars 2005..... 94
2.1.4 Les besoins actuels et futurs..... 95
2.1.5 Conclusion..... 98
2.2 ANALOGIE PHOTOVOLTAIQUE – EOLIEN..... 99
2.3 LIMITE D'INTEGRATION DE SYSTEMES ENERGETIQUES A SOURCES RENOUVELABLES D'ENERGIE..... 101
2.3.1 Méthodologie : processus de Markov..... 102
2.3.2 Application aux systèmes photovoltaïques..... 107
2.3.3 Application aux fermes éoliennes..... 108
2.3.4 Conclusion..... 114
2.4 LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU ELECTRIQUE..... 114
2.4.1 Etude expérimentale d'un système Photovoltaïque connecté au réseau électrique 114
2.4.2 Relevé de tension en bout de ligne électrique BT par l'utilisation de systèmes photovoltaïques..... 128
2.5 DES SYSTEMES MULTI-SOURCES POUR LES SITES ISOLES VERS L'ASSOCIATION STOCKAGE D'ENERGIE - SYSTEMES ENERGETIQUES A SOURCES RENOUVELBALES CONNECTE SUR LE RESEAU ELECTRIQUE..... 147
2.5.1 Etude du système photovoltaïque et stockage batteries..... 148
2.5.2 Etude du système photovoltaïque et stockage batteries et groupe électrogène 151
2.5.3 Optimisation De La Stratégie De Fonctionnement..... 153
2.5.4 Impact Du Profil De Charge..... 154
2.6 SYNTHESE ET CONCLUSION..... 155
2.7 INTRODUCTION DE LA CHAINE HYDROGENE..... 156

3 PERPECTIVES 168
3.1 LA RESSOURCE ENERGETIQUE : Analyse et modélisation multi-échelle de séries de vitesses de vent et de rayonnement solaire et allocation de ressources 168
3.2 ANALYSE DE L'INTEGRATION DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES 170
3.3 LA PLATEFORME SOLAIRE DE VIGNOLA. 172

REFERENCES 176

NOMENCLATURE 176

PUBLICATIONS 187

REMERCIEMENTS

A Monsieur le Professeur Jacques Henri BALBI, Directeur de l'UMR CNRS 6134, pour l'intérêt qu'il a témoigné à ce mémoire, de siéger à ce jury. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde gratitude et la reconnaissance de sa confiance qu'il m'a portée en me laissant mettre en place le projet de Plateforme Solaire de Vignola.

A monsieur Harry BOYER, Professeur à l'Université de la Réunion, qui m'a fait l'honneur d'accepter d'être rapporteur de mon mémoire et qui m'a fortement motivé à soutenir mon Habilitation. Qu'il trouve ici l'expression de toute ma reconnaissance.

A monsieur Dominique LAMBERT, Maitre de Conférences Habilité à diriger les Recherches, à l'Université de Toulouse, qui me fait l'honneur d'être rapporteur de mon mémoire et qui m'a soutenu tout au long de ces mois de compilation et rédaction. Qu'il trouve ici l'expression de toute mon amitié.

Je remercie également Monsieur Jean-François MUZY, chargé de recherches au CNRS, qui m'a fait l'amitié d'examiner ce travail et d'en être le rapporteur. Je voudrais aussi le remercier pour son soutien sans faille sur tous les projets que j ai mis en place et les longues explications sur la théorie multi-fractale. Qu'il trouve ici l'expression de mon amicale reconnaissance.

Que Monsieur le Professeur Michel DUPONT, professeur à l'Université Antilles-Guyane, qui m'a fait l'honneur de s'intéresser tout particulièrement à ces travaux de recherche, trouve ici toute ma reconnaissance et mes remerciements pour avoir accepté d'examiner ce travail, de siéger à ce jury et de m'avoir toujours fait remarquer que je faisais trop de choses.

Que Messieurs Christian CRISTOFARI, Marc MUSELLI, Gilles NOTTON et Nicolas HERAUD Maîtres de Conférences à l'Université de Corse, trouvent ici toute ma gratitude pour leurs aides précieuses et leurs disponibilités. Qu'ils soient assurés de toute mon amitié.

Pour conclure, je tiens à remercier tous les membres du Centre Scientifique de Vignola qui ont contribués à l'existence d'un cadre favorable au développement de ces travaux.

NOTICE INDIVIDUELLE

Curriculum Vitae

Liste des Travaux et Publications

Curriculum vitae

Philippe POGGI

Né le 28 mai 1965 à Toulon (Var)
Nationalité : Française
Situation familiale : Marié, 2 enfants

Adresse professionnelle :

Laboratoire Systèmes Physiques de l'Environnement
UMR 6134 CNRS – Université de Corse
BP 52
20250 Corté
☎ : 04 95 52 41 31
📠 : 04 95 52 41 42
📪 : philippe.poggi@univ-corse.fr

Adresse personnelle :

47 route du vittulo
20000 Ajaccio

1. Etudes Universitaires

- Baccalauréat « série C » - Académie de Caen – 1983
- DEUG A Option Mathématiques - Physique – Mécanique - Université de Nice - 1986
- Licence de Physique, Université de Nice - 1987
  Méthodes Mathématiques de la Physique – Mention Passable
  Ondes et Vibrations - Mention Bien
  Physique Quantique – Mention Passable
- Maitrise de Physique, Université de Nice - 1988
  Physique Statistique et Phénomènes Irréversibles, Mention Assez - Bien
  Optique Moderne, Mention Bien
  Physique Atomique et du Solide, Mention Assez Bien
- DEA d'Energétique, Université de Nice / Ecole des Mines de Paris - 1989
- Doctorat de l'Université de Corse - Spécialité Energétique,
  Mention Très Honorable,
  Titre du mémoire : "Contribution à l'étude de l'insertion de systèmes photovoltaïques dans un réseau insulaire"
  Thèse soutenue à Ajaccio, le 19 décembre 1995.
  Directeur de Thèse : A. LOUCHE, Professeur, Université de Corse
  Jury : J.H. BALBI, Professeur, Université de Corse
  J. CAPILLON, Ingénieur EDF/DER
  A. LOUCHE, Professeur, Université de Corse, directeur de thèse
  J. PANTALONI, Professeur, Université Aix-Marseille, rapporteur
  G. PERI, Professeur, Université de Corse, président
  D. MAYER, Maître de Recherche, Ecole des Mines de Paris, rapporteur

2. Emplois Occupés

- Ingénieur d'étude CNRS - Contrat à durée déterminée - du 01/01/90 au 01/06/90

Chargé de la mise en place et de la réalisation d'une veille technologique dans le domaine du photovoltaïque - marché et systèmes photovoltaïques de puissance dans le Monde - en contrat avec E.D.F. - D.E.R.

- Technicien à l'Association ERASME (Espace de Recherches et d'Applications Scientifiques en Maîtrise de l'Energie) du 01/03/93 au 31/08/95.

- Attaché Temporaire d'Enseignement et de Recherches à l'Université de Corse, Année universitaire : 1995 - 1996

- Maître de Conférences en Physique (section n°62) - Université de Corse (Sept. 1996)

  ↳ Rattachement recherche :
  Laboratoire Sciences Physiques de l'Environnement (SPE UMR 6134 CNRS)

  ↳ Rattachement enseignement :
  Commission pédagogique de Physique de la l'UFR FST

3. Fonctions Administratives et autres

3.1. Mandat électif et autres

- Membre Elu du Conseil Scientifique de l'Université de Corse 1998-2002 ; 2002-2006
- Membre Elu du Conseil de laboratoire de l'URA CNRS 2053 – SPE 1997 – 2002
- Suppléant à la commission de Spécialiste de Physique de l'Université de Corse, 1997 - 2002
- Coordinateur de la convention liant l'Université de Corse avec Météo France, 2000
- Membre expert du Comité de Sélection et de Suivi (CoSS) de l'Incubateur Technologique de Corse, 2006
- Membre de la Commission de Spécialiste de Physique de l'Université de Corse, 2007
- Membre nommé au Comité Stratégique du pole de compétitivité CAPENERGIES, Octobre 2007
- Chargé de Mission pour la mise en place d'une Ecole d'Ingénieurs de type POLYTECH au sein de l'Université de Corse, Novembre 2007

3.2. Responsabilité Formation

- Responsable Pédagogique de la Maîtrise de Physique et Applications 2002 - 2004
- Co-Porteur du MASTER 'Systèmes Energétiques et Energies Renouvelables', campagne d'habilitation 2004 - 2007
- Porteur du MASTER 'Ingénierie Ecologique', campagne d'habilitation 2004 - 2007
- Responsable du MASTER 'Ingénierie Ecologique' : Septembre 2004 – 2007
- Responsable Pédagogique du MASTER 'Systèmes Energétiques et Energies Renouvelables' : Septembre 2005 – 2007, Labellisé par le Pôle de Compétitivité CapEnergies (Novembre 2006)
- Représentant de l'Université de Corse dans le Réseau RENED – Chaire Francophone de Sofia, Bulgarie, Université Technique de Sofia – 2004
- Organisation d'Université Européenne d'Eté : « NTE-EnR » (Juillet 2007)
- Co-responsable d'un Master Spécialisé « Energies Renouvelables » à l'Université Technique de Sofia, faculté de Sliven, Bulgarie, 2006

4. Enseignements Dispensés

Depuis ma nomination en septembre 1996, j ai effectué une moyenne de 200 heures équivalent TD par an (fig.1). Mon service c est toujours réparti de manière sensiblement identique entre les cours, TD et TP, avec une réduction des heures de TP en faveur des heures de cours lors des trois dernières années.

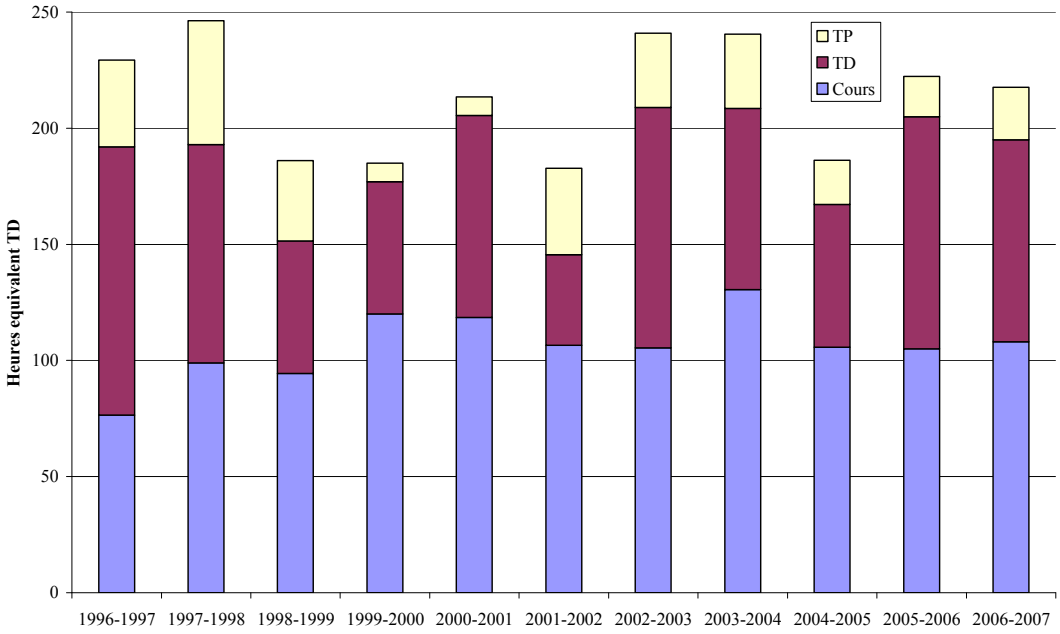


Figure 1. Service d'enseignement en h eq. TD par année

Aujourd'hui, j'effectue l'essentiel de mon service d'enseignement en Master dans deux filières : Gestion de l'Environnement et Systèmes Physiques de l'Environnement. Cependant, j'ai toujours maintenu une activité d'enseignement en Licence (Fig 2.), qui s'est considérablement réduite ces 3 dernières années, depuis que je suis responsable de deux masters.

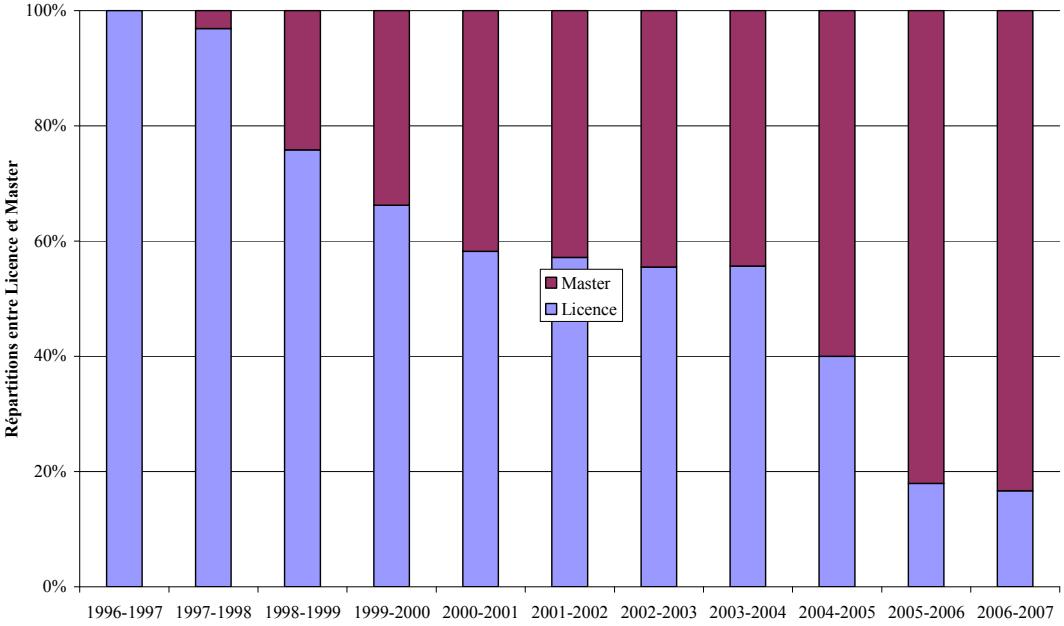


Figure 2. Répartitions Licence – Master par année universitaire

En début de carrière, j'ai assuré une partie de mes enseignements en TP de physique en DEUG A. J'ai mis en place une série de nouveaux travaux pratiques (3 en énergie-thermique : loi de Stefan-Boltzmann, Gaz parfait, moteur thermique, …). Aujourd'hui, je participe avec la société HELION Fuel Cells Maker à la réalisation d'un banc didactique surs les piles à combustible (projet BAHIA) dédié aux universités et écoles d'ingénieur (partenaires du projet : Polytechnique, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris).

Aujourd'hui, j'enseigne en Licence Ingénierie Electrique les Lignes de Transmission, et en Master INGECO et SEER, la Maîtrise de la Demande en Energie, en SEER, j'ai mis en place un nouveau cours sur l'Estimation de la Ressource Eolienne, et des travaux Pratiques sur les ENR (solaire thermique, solaire photovoltaïque et éolien).

Lors de la campagne d'habilitation 2003-2007, dans le cadre de la réforme LMD, j'ai co-porté, avec Mars MUSELLI, le master « Systèmes Energétiques et Energies Renouvelables » (SEER) et j'ai porté le Master « Ingénierie Ecologique » (INGECO). Ce sont deux masters professionnels s'appuyant sur plus de 50 % d'enseignants extérieurs (professionnels, spécialistes, …).

Depuis 2004, je suis le responsable pédagogique de ces deux formations, qui représentent pour le premier master environ 30 étudiants sur les deux années du master et pour le second 40 étudiants. Ces deux masters ont aujourd'hui acquis une reconnaissance nationale, comme par exemple le master SEER par sa labellisation *pole de compétitivité CAPENERGIES*. Le master INGECO, quand à lui, a été lauréat des « Pépites de la fac » du *Nouvel Obs* en 2006, prix récompensant les formations professionnalisantes.

Actuellement, je développe des partenariats internationaux pour tendre vers des doubles-diplômes ou des diplômes conjoints avec d'autres universités (Europe, Etats-Unis, ..). Pour cela, en partenariat avec les Relations Internationales de l'Université de Corse, nous avons l'intention de répondre au prochain un appel d'offre européen « ERASMUS MUNDUS » (avril 2008). Dans ce cadre, les partenaires sont l'Université Technique de Stuttgart, l'Université de Palerme, l'Université Technologique d'Istanbul, l'Université d'Opole et l'Université de Madrid Rey Juan Carlos.

Nous avons également initié des contacts avec l'Université d'Hawaii (et plus particulièrement le Hawaii Natural Energy Institute) et l'Université du Machassussets (Renewable Energy Research Laboratory) afin de répondre à un appel d'offre américain porté par la fondation « FACE » concernant l'échange d'étudiants et d'enseignants au niveau master et doctorat.

Je participe également aux réunions organisées par le CLER (Comité de Liaison des Energies Renouvelables), qui ont pour objectif de mettre en place à minima une charte des formations « ENR » de France, et éventuellement un label. Au sein de ce collectif, je suis le représentant niveau MASTER des formations.

Pour le Master INGECO, nous sommes aujourd'hui en relation étroite avec l'Université du Québec à Montréal afin de mettre en place un diplôme conjoint entre nos deux structures. Enfin, j'ai participé à la première réunion en Mai 2007 des formations francophone sur le Développement Durable, initié par l'Université de Lausanne et les Professeurs Dominique Bourg et Suren Erkman, pour la mise d'une Association internationale de Langue Francophone pour la Recherche et la Formation sur le Développement Durable.

5. Programmes de Recherches, Collaborations

Contrat Agence de Développement Economique de la Corse sur le projet Performance PV (2007 - 2009)

Collaboration Université Technique de Sofia – Sliven ; Erasmus-Socrates

Convention ite Université de Corse – Université de la Réunion – Université Antilles-Guyane, en cours.

Convention en avec le CEA-INES, et la société HELION, projet ANR PanAH 2007 : *Plateforme d'Etudes de Puissance sur la gestion des énergies Intermittentes par les Technologies Electrochimiques (PEPITE*)

Porteur de la Plateforme *Mission hYdrogène-Renouvelable pour l'inTégration au réseau Electrique* (MYRTE) – Projet Labélisé et Structurant de CapEnergies. En partenariat avec des industriels (Groupe RAFFALLI, HELION Fuel Cells Maker) et des organismes de recherches (CEA, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris - CEP Sophia-Antipolis). Projet structurant du pole CapEnergies.

Reviewer : Energy, Solar Energy, Energy Conversion and Management

6. Encadrements Effectués

6.1. Stages de Master 1

Rémy BUSSEUIL, 2007. *Analyse et modélisation de l'ombrage sur un champ Photovoltaïques.* Master 1 EEA, ENS Cachan

Christophe DARRAS, 2006. *Analyse des éléments de production d'hydrogène et de pile à combustible*. Master 1 Systèmes Energétiques et Energies Renouvelables, Corté
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Michael BRUNINI, 2006. *Approche Fractale et Multifractale des profils de vitesse de vent*. Stage 1ère Année, ENS Cachan
Co-encadrement à 50% avec J.F.MUZY, CR CNRS LSPE.

Lisa MORETTI, 2005. *Analyse des séries de vitesse du vent par l'utilisation de cascades multifractales.* Master Physique et Applications, Université Pierre et Marie Curie, Jussieu
Co-encadrement à 50% avec J.F.MUZY, CR CNRS LSPE.

Jean-Philippe MARTINI, 2004. *Première approche de l'utilisation d'une pile à combustible dans un système photovoltaïque hybride*. Stage de Maîtrise Physique et Applications, Corté.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Sylvain CABARET, 2001. *Etude expérimentale d'un champ PV connecté au réseau électrique : Modélisation Physique, Dimensionnement et analyse des performances.* Stage de Maîtrise Physique et Applications, Corté.

Jean-Simon CRISTIANI, 2000. *Méthode Spectrale Shinozuka appliquée aux vitesses de vent horaires.* Stage de Maîtrise Physique et Applications, Corté.

Régis DRUAUX, 1998. *Modélisation par Chaine de Markov des vitesses de vent*. Stage de Maîtrise Physique et Applications, Corté.

Alexandre MICALLETTI, 1998. *Taux de Disponibilité effective des systèmes PV en connexion au réseau électrique.* Stage de Maîtrise Physique et Applications, Corté.

Marie-Christine TORRE, 1997. *Simulation Autorégressive Gaussienne de la composante globale horaire du rayonnement solaire.* Stage de Maîtrise Physique et Applications, Corté.

6.2. Stages de Master 2

Christophe DARRAS, 2007. *Modélisation et optimisation d'un système énergétique complexe : PV – Eolien – Electrolyseur – Pile à combustible.* Master SEER, Corté
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Isabelle MEYNAUD, 2004. *Etude de l'intégration de fermes éoliennes sur le réseau électrique par une approche stochastique».* DEA Energie et Mécanique, Corté
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Christophe GIROLAMI, 2002. *Etude et modélisation de l'ombrage sur des modules photovoltaïques.* DEA Energie et Mécanique, Corté
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Mohamed BOURI, 2000. *Utilisation de réseaux neuronaux pour la prévision de vitesse de vent.* DEA Energie et Mécanique, Corté
Co-encadrement à 50% avec P.A.BISGAMBIGLIA, Université de Corse

Marie-Christine TORRE, 1998. *Modélisation des vitesses de vent : processus de Markov et Autorégressif : analyses et comparaisons.* DEA Energie et Mécanique, Corté

6.3. Stages de Magistère

Petar MAINOLOV, 2006.*Analyse de performances d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique : 6 années d'expérimentation*. Magistère Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Svetoslav MARTON, 2006. *Système de couplage hydraulique – éolien – électrolyseur pour satisfaire la charge pointe*. Magistère Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Vesselin TCHOBANOV, 2005.*Modélisation et simulation d'un système hybride photovoltaïque – éolien- pile à combustible*. Magistère Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Nicolai DIMITROV, 2005. *Systèmes d'hydro-pompage alimentés par des éoliennes. Satisfaire la charge pointe par des énergies renouvelables*. Magistère Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Marenela MARKOVA, 2004. *Intégration de fermes éoliennes sur le réseau électrique Corse*. Magistère Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Krassimir YORDANOV, 2004.*Modélisation et étude des performances d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.* Magistère Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

6.4. Stages Recherches ECO-NET PECO

Svetoslav MARTON, 2006. *Mise en place d'un logiciel de simulation de réseaux électriques avec production décentralisée de systèmes à sources renouvelables d'énergie*. Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Horia PETCU, 2006. *Flux massiques et énergétiques au sein d'une pile à combustible.* Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

Vesselin TCHOBANOV, 2005. *Modélisation et simulation d'une turbine éolienne*». Université Technique de Sofia.
Co-encadrement à 50% avec M.MUSELLI, MCF Université de Corse.

6.5. Doctorats et Post-doctorants

Valérie ACQUAVIVA (soutenance prévue fin 2007)
Etude de systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Analyse et performance de systèmes. Renforcement de bouts lignes.
Co-encadrement : Jean-François Muzy

Rachel BAILE (début octobre 2006)
Analyse et modélisation multi-échelle de séries de vitesses de vent et de rayonnement solaire. Application à la caractérisation du potentiel de sources éoliennes et de rayonnement solaire et à l'allocation de ressources
Co-encadrement avec Jean-François Muzy

Christophe DARRAS (début octobre 2007)
Simulation et optimisation de systèmes énergétiques complexes photovoltaïques, électrolsyeur et pile à combustible. Architeture et expérimentation
Co-encadrement avec Marc Muselli

Joao Batista DIAS 2006-2007
Etude du phénomène d'ombrage sur les performances d'un champ photovoltaïque et réaction du MPPT.

6.6. Participation à des jurys de thèse

Mathieu DAVID
Développement d'un générateur de climat multi-variable. Application au programme des écoles Solaires – Optimisation énergétique de bâtiments.
Décembre 2005, Université de la Réunion

6.7. Publications, Congrès et Rapports

6.7.1. Publications Internationales

6.7.1.1. Integration of wind-generating units into the Corsican electrical grid: determination of the maximal integration rate from a reliability analysis based on a stochastic process
P.Poggi, M.Muselli, C.Cristofari,
International Journal of Nuclear Governance, Economy and Ecology, X(Y), 2007

6.7.1.2. Modelling and Simulating of an Energetic Complex System Constituted by a Photovoltaic Array, a Wind Turbine, an Electrolyzer and Fuel Cells
P.Poggi, M.Muselli, C.Cristofari, C.Darras, P.Serre-Combe, F.Le Naour,
ECS Transactions - Fuel Cell Seminar, Applications: Residential" Vol. 5, Mars 2007

6.7.1.3. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance
M.Mattei, G.Notton, C.Cristofari, M.Muselli, P.Poggi.
Renewable Energy, 31-4, 553–567, 2006

6.7.1.4. Performance evaluation of various hourly slope irradiation models using Mediterranean experimental data of Ajaccio
G.Notton, P.Poggi, C.Cristofari.
Energy Conversion and Management, 47-2, 147–173, 2006.

6.7.1.5. Predicting hourly solar irradiations on inclined surfaces based on the horizontal measurements: Performances of the association of well-known mathematical models
G.Notton, P.Poggi, C.Cristofari
Energy Conversion and Management, 47, 13-14, 1816-1829, 2006.

6.7.1.6. Contexte insulaire de la production d'énergie électrique – Corse, île des énergies renouvelables ?
G. Notton, C. Cristofari, P. Poggi, P. Oberti
Revue de l'Energie, 564, pp. 78-91, 2005.

6.7.1.7. Modelling of a double–glass photovoltaic module using finite differences.
G.Notton, C.Cristofari, M.Mattei, P. Poggi.
Applied Thermal Engineering, 25-17-18, 2854-2877, 2005

6.7.1.8. Calculation on an hourly basis of solar diffuse irradiations from global data for horizontal surfaces in Ajaccio
G.Notton, C.Cristofari, M. Muselli, P.Poggi.
Energy Conversion and Management, 45, 18-19, 2849-2866, 2004

6.7.1.9. Influence of the flow rate and the tank stratification degree on the performances of a solar flat-plate collector
C.Cristofari, G. Notton, P. Poggi, A. Louche.
International Journal of Thermal Sciences, 42(5), 455-469, 2003.

6.7.1.10. Forecasting and simulating wind speed in Corsica by using an autoregressive model.
P.Poggi, M.Muselli, G.Notton, C.Cristofari, A.Louche.
Energy Conversion and Management, 44, 3177-3196, 2003.

6.7.1.11. Calculation of solar irradiances profiles for hourly data in view of energy systems behaviour simulation
G.Notton, C.Cristofari, P.Poggi, M.Muselli
Renewable Energy, 27(1), pp.123-142, 2002

6.7.1.12. Modelling and Performance of a Copolymer Solar Water Heating Collector
C.Cristofari, G.Notton, P.Poggi, M.Muselli
Solar Energy, Vol. 72, N°2, pp.99-112, 2002

6.7.1.13. Decentralized Wind Energy systems providing small electrical loads in remote areas
G.Notton, M.Muselli, P.Poggi, A.Louche
International Journal of Energy Research, Vol.25, pp.141-164, 2001

6.7.1.14. First Order Markov Chain Model for Generating Synthetic 'Typical Days' Series of Global Irradiation in Order to Design PV Stand-Alone Systems
M.Muselli, P.Poggi, G.Notton, A.Louche
Energy Conversion and Management, Vol.42, N°6, pp.675-687, 2001

6.7.1.15. Markovian Model for Studying Wind Speed Time Series In Corsica
M.C.Torre, P.Poggi, A.Louche
Int. Journal of Renewable Energy Engineering, Vol.3, N°2, pp.311-319, 2001

6.7.1.16. Wind electrical supply system : behaviour simulation and sizing optimization
G.Notton, C.Cristofari, P.Poggi, M.Muselli
Wind Energy, Vol. 4, pp.43-59, 2001

6.7.1.17. Classification of Typical Meteorological Days from Global Irradiation Records and Comparison Between Two Mediterranean Coastal Sites in Corsica Island'
M.Muselli, P. Poggi, G. Notton et A. Louche
Energy Conversion And Management, Vol.41, N°10, pp.1043-1063, 2000

6.7.1.18. Grid connected rooftop PV systems for reducing voltage drops at the end of the feeder - A case study in Corsica Island.
V.Acquaviva, P.Poggi, M.Muselli, A.Louche
Energy, 25, 774-756, 2000

6.7.1.19. Diagnostic de la situation énergétique de la région Corse - L'éolien peut-il être intégré dans une réelle politique énergétique de développement ?
C.Cristofari, G.Notton, P.Poggi, A.Louche
Revue de l'Energie, N°521, pp. 544-551, 2000.

6.7.1.20. Stochastic Study of hourly solar radiation in Corsica by using a Markov Model
P.Poggi, G.Notton, M.Muselli, A.Louche
International Journal of Climatology, Vol 20, 14, 1843-1860, 2000

6.7.1.21. Computer Aided Analysis of the Integration of Renewable Energy Systems in Remote Areas using a Geographical Information System.
M.Muselli, G.Notton, P.Poggi, A.Louche
Applied Energy, Vol.63-3, N°3, pp. 141-160, 1999

6.7.1.22. PV Hybrid Power systems sizing incorporating battery storage: An analysis via simulation calculations.
M.Muselli, G.Notton, P.Poggi, A.Louche
Renewable Energy Vol. 20, N°1, pp.1-7, 1999

6.7.1.23. Costing of A Stand-Alone Photovoltaic System
G.Notton, M.Muselli, P.Poggi
Energy – The International Journal, Vol.23 N 4, pp.289-308, 1998

6.7.1.24. Improved Procedure for Stand-alone photovoltaic systems sizing using Meteosat Satellite Images
M.Muselli, P.Poggi, G.Notton, A.Louche
Solar Energy, Vol.62 N°6, pp.429-444, 1998

6.7.1.25. Sizing Reduction induced by the choice of electrical appliances options in a stand-alone photovoltaic production
G.Notton, M. Muselli, P.Poggi, A.Louche
Renewable Energy N°15, pp. 581-584, 1998

6.7.1.26. Autonomous photovoltaic system : influences of Some Parameters on the sizing : Simulation Time-Step, Input and Output Power Profile.
G.Notton, M.Muselli, P.Poggi, A.Louche
Renewable Energy, Vol.7, N°4, pp.353-369, 1996

6.7.1.27. Dimensionnement Optimal d'un Système Photovoltaïque Autonome - Partie II.: Système Solaire bi-source.
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, G.Peri
Entropie, n°176, pp.11-16, 1993

6.7.1.28. Dimensionnement Optimal d'un Système Photovoltaïque Autonome - Partie I.: Système Solaire "Pur".
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, G.Peri
Entropie, n°176, pp.3-9, 1993

6.7.1.29. Correlations for Direct Normal and Global Horizontal Irradiation on a French Mediterranean Site.
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, G.Simonnot
Solar Energy, Vol. 46, n°4, pp.261-266, 1991

6.7.1.30. Classification of Direct Irradiation Days in view of Energetic Applications.
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, G.Simonnot.
Solar Energy, Vol. 46, n°4, pp.255-259, 1991

6.7.2. Communications Internationales avec comité de lecture

6.7.2.1. Performance Comparison Between Two Copolymer Hybrid PV/T Collectors
C.Cristofari, G.Notton, P.Poggi, M.Mattei, S. Boddaert
ISES Solar World Congres 2007, Beijing, Septembre 2007

6.7.2.2. Evaluation de l'Amelioration de la Photoconversion par Refroidissement Actif en utilisant une approche Matlab/Simulink
S.Boddaert, R.Morlot, C.Menezo, P.Poggi, C.Cristofari
JITH, ALBI, Août 2007

6.7.2.3. Simulation Model of Finite Differences Concerning Copolymer Hybrid PV/T Collector
C.Cristofari, G.Notton, P.Poggi
IASTED International Conference, ASIAPES, Thailande, 2-4 Avril 2007

6.7.2.4. Modelisation, Optimisation and 4 Years Performance Study of a Photovoltaic System Connected to an Islander Electrical Grid
P.Poggi, M.Muselli, C.Cristofari, G.Notton
IASTED International Conference, ASIAPES, Thailande, 2-4 Avril 2007

6.7.2.5. Data reconciliation and gross error detection of the generator of a wind turbine
O.Bennouna, N.Heraud, O.Mallassé, P. Poggi, G.Notton,
DEWI Congress, Allemagne 2006

6.7.2.6. Lessons learned of five years of performance of a photovoltaic system connected to an islander electrical grid
P.Poggi, M.Muselli, C.Cristofari, G.Notton, N.Heraud.
21th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Dresden, Allemagne, 4-9 Septembre 2006.

6.7.2.7. Modelling and simulating of an energetical complex system constituted by a Photovoltaic Array, a Wind Turbine, an Electrolyzer and Fuel Cells.
P.Poggi, M.Muselli, C.Cristofari
IASTED International Conference, Bostwana, 11-13 Septembre 2006

6.7.2.8. Thermal Modelling of a Photovoltaic Module.
C.Cristofari, P.Poggi, G.Notton, M.Muselli.
IASTED International Conference, Bostwana, 11-13 Septembre 2006

6.7.2.9. Hybrid system photovoltaic array – wind turbine – electrolyzer – fuel cells modelling and simulating
P.Poggi, M.Muselli, C.Cristofari, C.Darras, P.Serre-Combe, F.LeNaour
Fuel Cells Seminar, Honolulu, Etats-Unis, 1-4 Décembre 2006

6.7.2.10. Gross error detection of the generator of a wind turbine
O.Bennouna, N.Heraud, C.Cristofari, M. Muselli, G.Notton, P. Poggi. "
IEEE Congress, First International Symposium on Environment, identities in Mediterranean Area, Corte-Ajaccio,France, 10-13 Juillet 2006.

6.7.2.11. Copolymer hybrid photovoltaic/thermal solar collector for water heating
C.Cristofari, G.Notton, P.Poggi, M.Muselli, N.Heraud
IEEE Congress, First International Symposium on Environment, identities in Mediterranean Area, Corte-Ajaccio,France, 10-13 Juillet 2006.

6.7.2.12. Coupling hydro and wind electricity production by water-pumping storage"
P. Poggi, M. Muselli, C.Cristofari, G.Notton, N.Heraud
IEEE Congress, First International Symposium on Environment, identities in Mediterranean Area, Corte-Ajaccio, France, 10-13 Juillet 2006.

6.7.2.13. Examination of the influence of the dispersed generation in the distribution networks for medium voltage
S. Nedeltcheva, P.Poggi, G. Notton, M. Muselli, V.Tchobanov.
IEEE Congress, First International Symposium on Environment, identities in Mediterranean Area, Corte-Ajaccio,France, 10-13 Juillet 2006.

6.7.2.14. Hourly solar irradiations estimation : from horizontal measurements to inclined data.
G.Notton, C.Cristofari, M. Muselli, P. Poggi, N.Heraud.
IEEE Congress, First International Symposium on Environment, identities in Mediterranean Area, Corte-Ajaccio, France, 10-13 Juillet 2006.

6.7.2.15. Wind farms territorial integration in Corsica : Methodology and case study in Bonifacio.
P. Oberti, M. Muselli, P. Poggi
IEEE Congress, First International Symposium on Environment, identities in Mediterranean Area, Corte-Ajaccio, France, 10-13 Juillet 2006.

6.7.2.16. First Experimental PV Grid-Connected System Studied in Corsica: Modelisation and 3 Years of Performance
P.Poggi, M.Muselli, G.Notton, C.Cristofari, S. Nedeltcheva.
19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, pp. 2920-2923, 7-11 Juin 2004.

6.7.2.17. Modelling of the thermal behaviour of a PV module in view to PV/thermal applications
G.Notton, C.Cristofari, M.Mattei, P.Poggi, M.Muselli
19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, pp. 2211-2214, 7-11 Juin 2004

6.7.2.18. Wind Hybrid system for rural electrification : analysis of various parameters
G.Notton, C.Cristofari, P.Poggi, M.Muselli
European Wind Energy Conference, Copenhague, Danemark, 2-6 Juillet 2001

6.7.2.19. Reliability Analysis of Wind-Assisted Systems and Impact on The reduction of the Fossil Energy Generation
P.Poggi, G.Notton, M.Muselli, C.Cristofari, A.Louche
European Wind Energy Conference, Copenhague, Danemark, 2-6 Juillet 2001

6.7.2.20. Wind Farm Peak Load Matching Potential in Corsica
P.Poggi, M.C.Torre, M.Muselli, G.Notton, A.Louche
European Wind energy Conference, Copenhague, Danemark, 2-6 Juillet 2001

6.7.2.21. Grid-connected PV systems for reducing voltage drops at the end of the feeder - a case study in Corsica island.
V.Acquaviva, P.Poggi, M.Muselli, A.Louche
16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, Ecosse, 1-5 May 2000

6.7.2.22. Analysis of relationships between photovoltaic power and battery storage for supplying the end of feeder - a case study on Corsica island.
V.Acquaviva, P.Poggi, M.Muselli, A. Louche.
16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, Ecosse, 1-5 May 2000

6.7.2.23. A Markov chain model for daily irradiation classes records in order to design PV stand alone systems.
M.Muselli, P.Poggi, G.Notton, A.Louche
16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, Ecosse, 1-5 May 2000.

6.7.2.24. Optimization of Stand-Alone Hybrid PV/Engine Generator/Battery System for Small Energy Load – Case Study in Corsica.
G.Notton, M.Muselli, P.Poggi, A.Louche
PV Hybrid Power Systems 2000 Conference, 7-8/9/2000, Aix-en-Provence, 2000

6.7.2.25. Stand alone Wind Energy System sizing procedure with cost optimization
G.Notton, M.Muselli, P.Poggi, A.Louche
European Wind Energy Conference and Exhibition, Nice, France, pp., Mars 1999

6.7.2.26. Integration of large scale Wind Farms in an islander electrical grid: case study of Corsica
M.C.Torre, P.Poggi, A.Louche
European Wind Energy Conference and Exhibition, Nice, France, pp., Mars 1999

6.7.2.27. Stochastic Study of Wind Speed in Corsica
M.C.Torre, P.Poggi, G.Notton, A.Louche
5th World Renewable Energy Conf., Florence, Italie, pp., Sept.1998

6.7.2.28. Simulation of Small grid-connected PV systems for residential Applications
V.Acquaviva, M.Muselli, P.Poggi, A.Louche
5th World Renewable Energy Conf., Florence, Italie, pp.1709-1712, Sept. 1998

6.7.2.29. Sizing reduction induced by the choice of electrical appliances options in a stand-alone PV production
G.Notton, M. Muselli, P.Poggi, A.Louche
5th World Renewable Energy Conf., Florence, Italie, pp.581-584, Sept.1998

6.7.2.30. Rooftop Photovoltaic installation Performances
V.Acquaviva, M.Muselli, P.Poggi, A.Louche
2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienne, Autriche, pp.2652-2654, Juillet 1998

6.7.2.31. How to reduce the load without changing the level of convenience – Impact on PV System sizing and cost
G.Notton, M. Muselli, P.Poggi, A.Louche
2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienne, Autriche, pp.3182-3185, Juillet 1998

6.7.2.32. Integration of large scale PV plants in an islander electrical grid: case study of Corsica
P.Poggi, G.Notton, J.L.Canaletti, A.Louche
13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelone, Espagne, pp.1128-1131, Juillet 1997

6.7.2.33. A Geographical Information System for the Integration of stand-alone PV systems in remote areas
M.Muselli, G.Notton, P.Poggi, A.Louche
13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelone, Espagne, pp.2589-2592, Juillet 1997

6.7.2.34. What hypothesis used for an economic study of electric generators for rural area ? Litterature survey and new suggestions.
G.Notton, M.Muselli, P.Poggi, A.Louche
13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelone, Espagne, pp.2534-2537, Juillet 1997

6.7.2.35. Conception et Réalisation d'un Capteur Solaire Autonome
J.L.Canaletti, G.Notton, P.Poggi ,M.Muselli, A.Louche
Energy and Environment, Marseille, 5-7 Décembre 1995

6.7.2.36. Autonomous Air Flate Collector for solar Heating and Cooling
A.Louche, J.L.Canaletti, G.Notton, P.Poggi
1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaï, Etats-Unis, 5-9 Dec.1994

6.7.2.37. Behaviour Analogy Grid Connected PV and Wind Energy Systems: Interaction with an Island Grid
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, J.L.Canaletti
1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaï, Etats-Unis, 5-9 Dec.1994

6.7.2.38. Application of an optimised method to a stand alone hybrid system: a case study in Corsica
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, G.Peri
1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaï, Etats-Unis, 5-9 Dec.1994

6.7.2.39. Global Approach of an Optimal Grid Connected PV Systems Sizing.
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, G.Peri
12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, Pays-Bas, pp.1638-1641, Avril 1994

6.7.2.40. Estimation of Monthly Mean Values of Hourly Total Irradiation on Tilted Surface from Recorded Monthly Mean Values of Daily Horizontal Irradiation for a Mediterranean Climate.
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, G.Peri.
ISES Solar World Congress, Budapest, Hongrie, 23-27 Août 1993

6.7.2.41. Rondulinu-Paomia PV Plant : Remote System or Electricity Grid Connected ?
A.Louche, G.Notton, P.Poggi, G.Peri.
11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Suisse, pp.1263-1265, Oct 1992

6.7.2.42. Comportment of the World Photovoltaic Market.
A.Louche, J.G.De Souza Moreira, G.Notton, P.Poggi.
V Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, pp.1159-1165, Oct 1990

6.7.2.43. Energetic Production Capability of a 44 kWp Stand-Alone Photovoltaic Plant in Corsica "Paomia-Rondulinu".
A.Louche, J.G.De Souza Moreira, G.Notton, P.Poggi.
V Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, pp.1166-1173, Oct 1990

6.7.3. Communications Internationales sans comité de lecture

6.7.3.1. La production d'énergie électrique en corse. Bilans et perspectives
P.Poggi
Université d'Eté à l'Ile de la Réunion, Energie et Développement Durable pour les îles et les régions : 2000 – 2025 – 2050. Saint-Pierre, France, 26-28 octobre 2005

6.7.3.2. Control and supervision on a chemical process
N. Héraud, P.Poggi, C.Cristofari, G.Notton
Conférence Synthèse et Analyse de Mécanismes, Sliven, Bulgaria, 1-3 Juillet 2005.

6.7.3.3. Parcs éoliens, approche territoriale et localisation multicritère participative : Etat d'avancement d'une étude pilote sur la commune de Bonifacio
P.Oberti, M.Muselli, P.Poggi, G.Notton
Actes de l'université européenne d'été D3E. Universités de Corse et de Versailles Saint-Quentin-en-Yvelines, Corte-Bonifacio, France, 4-10 juillet 2005

6.7.3.4. Modelisation and performance of a photovoltaic system connected to the electrical grid
P.Poggi, M. Muselli, G.Notton, N. Heraud, S. Nedeltcheva.
11th International Conference on Electrical, Machines, Drives and Power Systems, ELMA 2005, Sofia, Bulgarie. 15-16 Septembre 2005.

6.7.3.5. The situation of Electricity Generation in Corsica – Towards 40% Renewable Energy Sources Supply
G.Notton, P.Poggi, C.Cristofari
11th International Conference on Electrical, Machines, Drives and Power Systems, ELMA 2005, Sofia, Bulgarie, 15-16 Septembre 2005.

6.7.3.6. Validation de modèles pour la détermination de la composante diffuse du rayonnement solaire sur une surface horizontale à partir de l'irradiation globale
G.Notton, M.Muselli, C.Cristofari, P.Poggi.
Colloque Environnement et Identité en Méditerranée, Hammamet, Tunisie,10-13 Décembre 2003.

6.7.3.7. Development of a copolymer solar water heating collector: influences of various parameters
C.Cristofari, G.Notton, P.Poggi, M.Mattei.
Colloque Environnement et Identité en Méditerranée, Hammamet, Tunisie,10-13 Décembre 2003.

6.7.4. Autres Communications Internationales

6.7.4.1. Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques
S Nedeltcheva, P.Poggi, G.Notton.
ISSN 1312-3920, Izvestia na TU-Sliven, N 1, 2006.

6.7.4.2. La production d'énergie électrique en Corse : la situation actuelle, sa spécificité, ses problèmes et ses perspectives
G.Notton, C.Cristofari, P.Poggi, N.Héraud.
Journées ENR « Les énergies renouvelables : l'alternative sans crise », Bastia, 31Mars-1 Avril 2005

6.7.4.3. Problèmes des connexions des productions décentralisées aux réseaux électriques en Bulgarie
S. Nedeltcheva, P. Poggi, G. Notton, M. Muselli
Journées ENR « Les énergies renouvelables : l'alternative sans crise », Bastia, France, 31 Mars-1 Avril 2005

6.7.4.4. Estimation de la disponibilité effective de fermes éoliennes sur le réseau électrique de la Corse.
P. Poggi, M. Muselli, G. Notton, N. Heraud, S. Nedeltcheva
Journées ENR « Les énergies renouvelables : l'alternative sans crise », Bastia, France, 31 Mars-1 Avril 2005

6.7.4.5. Modelling and simulation of a photovoltaic-Wind Turbine – Fuel cells hybrid system
S. Nedeltcheva, P.Poggi, M.Muselli, G.Notton, V. Tchobanov.
5ème Ecole Internationale sur l'Optimisation de la production et de la gestion d'énergie - Développement durable de l'énergie dans l'Europe du Sud-Est. Chaire Francophone UNESCO, Sozopol, Bulgarie, 19-22 Septembre 2005.

6.7.4.6. Conceptualisation et optimisation d'un capteur solaire composite
C. Cristofari, G. Notton, P. Poggi, M. Muselli.
Journées ENR « Pour une efficacité énergétique en contexte insulaire », Bastia, France, 2-3 Avril 2004.

6.7.4.7. Etude thermique d'un capteur photovoltaïque polycristallin en vue de la conception d'un capteur thermique PV/T
G. Notton, C. Cristofari, P. Poggi, M. Muselli.
Journées ENR « Pour une efficacité énergétique en contexte insulaire », Bastia, France, 2-3 Avril 2004

6.7.4.8. Limite d'intégration de fermes éoliennes sur le réseau électrique de la Corse : approche statistique
P. Poggi, M. Muselli, G. Notton, C. Cristofari.
Journées ENR « Pour une efficacité énergétique en contexte insulaire », Bastia, France, 2-3 Avril 2004

6.7.4.9. Intégration de fermes éoliennes dans un réseau électrique non interconnecté : aspect statistique.
P.Poggi, M.Muselli, G.Notton.
Revue Izvestia, Univeristé Technique de Sliven, Tome 3, pp.3-15, 2004.

6.7.4.10. Xibridni sistemi ot vazobnovimi iztochnici za avtonomno proizvodstvo na Elektroenergia
"Systèmes hybrides à sources renouvelables pour une production décentralisée dans les sites isolés"
G.Notton, M. Muselli, C.Cristofari, P.Poggi, S. Nedeltcheva.
Revue "Energetika, No 8, 36-45. ISSN 0324-1521, 2004.

6.7.4.11. Observabilité et validation de données des réseaux électriques en régime statique
N. Heraud, P. Trehin, P. Poggi, S. Nedeltcheva
Izvestia na Texnitcheski yniversitet Sliven, 2004

6.7.4.12. Approche stochastique de la limite d'intégration de fermes éoliennes dans un réseau électrique – application à un réseau insulaire non interconnecté : cas de la Corse
P. Poggi, M. Muselli, G. Notton.
4ème Ecole Internationale sur l'Optimisation de la production et de la gestion d'énergie - Développement durable de l'énergie dans l'Europe du Sud-Est. Chaire Francophone UNESCO, Sozopol, Bulgarie, 25 -30 Septembre 2004.

6.7.5. Mémoires ayant donné lieu à des diplômes

6.7.5.1. Réalisation et Etude cristallographique : le Zirconium
Projet de Maîtrise de Physique, 40 pages, Avril - Juin 1988

6.7.5.2. Classification et analyse statistique des journées d'irradiation directe sur le site d'Ajaccio - Vignola
Rapport de DEA Energétique, 64 pages, Février - Juin 1989

6.7.6. Rapport de fin de travaux

6.7.6.1. Production Mondiale et Evolution du coût des modules photovoltaïques
Rapport Intermédiaire, contrat de recherches EDF P42191, 80 pages, Nov. 1990
P.Poggi, A.Louche

6.7.6.2. Les systèmes photovoltaïques de puissance
Rapport Final, Contrat de recherches EDF P42191, 165 pages, Mars 1991
A.Louche, P.Poggi

6.7.6.3. Les systèmes photovoltaïques de puissance : Etat de l'Art 1993
Rapport Final, contrat de recherches EDF/DER - ERASME, 562 pages, Juil. 1994
A.Louche, P.Poggi

6.7.6.4. Surveillance et détection de défauts de systèmes complexes
Rapport Final, Appel régional à propositions Collectivité Territoriale de Corse, 2004
N.Heraud, G.Notton, P.Poggi, M.Muselli, C.Cristofari, O.Bennouna

7. Activités Internationales

Les activités internationales que je développe dans le secteur pédagogique sont liées aux deux masters que je dirige et ont des retombées dans le domaine de la recherche.

Depuis 2003, nous effectuons des échanges bi-latéraux dans le cadre du programme Erasmus-Socrates avec l'Université Technique de Sofia, Laboratoire d'électrotechnique, Faculté de Sliven, et son responsable le Professeur Stefka Nedeltcheva. Ces échanges (étudiants – enseignants), nous ont permis en 2007, de mettre en place le master Energies Renouvelables qui est en convention avec l'Université de Corse.

Nous avons initié des échanges avec l'Université du Québec A Montréal (UQAM) pour mettre en place des échanges bilatéraux et un diplôme conjoint entre nos deux structures sur la base du master INGECO.

Comme je l'ai déjà présenté, en ce qui concerne le Master SEER, en partenariat avec l'Université Technique de Stuttgart, l'Université de Palerme, l'Université Technologique d'Istanbul, l'Université d'Opole et l'Université de Madrid Rey Juan Carlos, nous avons l'intention de répondre en 2008 à l'appel d'offre européen concernant le programme « ERASMUS-MUNDUS ». L'objectif étant de mettre en place un consortium européen pour attirer des étudiants de l'Union Européenne et de pays tiers dans un objectif d'excellence. De même avec les Etats-Unis, j'ai initié des contacts avec l'Université d'Hawaii et l'Université du Machassussets afin d'établir des collaborations de recherches et de formations. Avec la première université dans le secteur du couplage «Energies renouvelables « et « piles à combustible », la seconde dans l'estimation et la prévision de la ressource éolienne.

Nous avons également participé à la mise en place d'un réseau international sur la recherche et les formations dédiées au développement durable (Association internationale de Langue Française de Formation et de Recherche En Développement Durable) et qui intègre donc le second master que je dirige, le master Ingénierie Ecologique – INGECO. Nous devrions organiser en Juillet 2008, une université d'été consacrée à cette thématique avec les différents membres de ce réseau (Université de Lausanne (Suisse), Université Libre de Bruxelles (Belgique), Université Laval (Québec), Ecole des Mines de Saint-Etienne, Université de Technologie de Troyes, Université de Sherbrooke (Québec), Université Pierre-Mendès-France, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, Ecole des Mines de Paris, Université Paris Dauphine).

ACTIVITES DE RECHERCHES

AVANT PROPOS

Ce document retrace les activités de recherches développées depuis mon recrutement en Septembre 1996 en tant que Maitre de Conférences à l'Université de Corse. Je suis rattaché au laboratoire « Systèmes Physiques pour l'Environnement » de l'Université de Corse et membre de l'équipe « Energies Renouvelables ». Cette structure est une unité mixte de recherches avec le CNRS sous l'intitulé UMR 6134.

Mes travaux sont orientés vers les systèmes de production d'énergie à sources renouvelables et plus particulièrement vers l'analyse et la modélisation de l'intrant énergétique (rayonnement solaire et vitesse de vent) et vers la modélisation des systèmes énergétiques et leur intégration dans les réseaux électriques insulaires, comme celui de la Corse.

INTRODUCTION

Les énergies et plus particulièrement les énergies renouvelables sont un des éléments clés du développement soutenable aujourd'hui en plein expansion. Cette problématique est encore plus sensible dans les régions insulaires.

Le chapitre 17 de l'Agenda 21 (Conférence de Rio, 1992) stipule que les îles sont des cas particuliers à la fois d'un point de vue environnemental et de leur développement. Elles ont des problèmes spécifiques et sont extrêmement fragiles et vulnérables. Dans le contexte actuel du développement durable, l'énergie est la pierre angulaire de leur stratégie de planification.

En milieu insulaire, les contraintes habituelles dans le domaine de l'énergie sont la distance aux réseaux principaux, la petite échelle, les difficultés de distribution et l'absence de grands marchés traditionnels. Ces contraintes sont en général contrebalancées par l'extrême abondance des sources renouvelables d'énergie et l'incroyable adaptabilité et capacité d'intégration des technologies d'énergies renouvelables. Des facteurs qui tranchent avec l'inefficacité et le coût élevé des systèmes à énergie conventionnelle dans ces régions insulaires. En fait, nous pourrions dire que les îles doivent devenir de véritables laboratoires pour l'avenir des énergies « durables »

Dans le document final rédigé à la fin de la première conférence sur le développement durable des îles (Minorca, 1997), nous pouvons lire : « *les sources d'énergie non-renouvelables doivent être considérées comme des solutions provisoires, non souhaitables comme solution à long terme au problème énergétique des îles*. ». C'est dans ce contexte que s'inscrivent les activités de recherches que nous avons réalisées depuis notre recrutement sur un poste de Maitre de Conférences en Septembre 1996, à l'Université de Corse. Elles concernent, en grande partie, l'intégration des sources renouvelables (solaire photovoltaïque et éolien) dans les réseaux électriques insulaires, avec comme champ d'application, la Corse.

La démarche développée consiste à étudier le système énergétique globalement : en effet, un système solaire ou éolien n'est pas seulement tributaire de sa fiabilité technique et des performances individuelles de ses composants, il dépend de l'agencement des différents composants, de la stratégie de fonctionnement des divers sous-systèmes et de son dimensionnement. De plus, il est dépendant, par nature, des rythmes et aléas de son approvisionnement en énergie. Nous avons donc mis en œuvre une méthodologie globale du système prenant en compte tous les particularismes liés à l'utilisation des sources renouvelables d'énergie.

La problématique générale posée par les systèmes utilisant une source renouvelable d'énergie d'origine phénomène (vent, soleil) est la suivante : comment utiliser au mieux un flux énergétique (éclairement solaire, vitesse de vent) fortement dépendant du temps et de l'espace pour répondre à une demande énergétique présente généralement sous une autre forme, elle aussi aléatoire dans le temps ?

La particularité des chaînes de conversion solaire ou éolienne, comme celle de tout système à intrant énergétique d'origine phénomène provient du caractère aléatoire de la source du fait des variations météorologiques non prévisibles. Ainsi, même pour un système parfaitement connu d'un point de vue mathématique et technique, certaines grandeurs telles que rendement, efficacité ou productivité restent liées aux fluctuations spatio-temporelles de la source mais également de la charge. C'est donc pour cette raison que la connaissance et la caractérisation de la source énergétique doivent être étudiées de manière très précise. L'extrant énergétique (la consommation) est lié quant à lui aux besoins de l'utilisateur et/ou aux caractéristiques du réseau de distribution d'énergie. C'est pour cette raison, que la première partie de mes travaux se concentre sur la connaissance et la caractérisation de la source énergétique qu'elle soit solaire ou éolienne.

Ainsi, nos principales activités de recherches portent sur :

- l'étude des ressources énergétiques : absolument nécessaire pour les raisons exposées précédemment : étude statistique, développement de corrélation et de modèle, interprétation physique des phénomènes.
- la production d'énergie à grande échelle à partir de sources renouvelables : très souvent, il s'agit de systèmes directement connectés au réseau de distribution. Cette production pose des problèmes du fait de sa forte variabilité qui perturbe le fonctionnement du réseau de distribution. Il faut donc étudier les interactions dynamiques inévitables entre l'offre et la demande, et analyser l'intervention de plusieurs facteurs tels que : centralisation ou distribution des systèmes de production, stockage d'énergie, taille du réseau, …. pour préserver la stabilité du réseau au fur et à mesure de l'augmentation de la capacité installée.
- les systèmes de production multisources (appelés hybrides) : il s'agit de systèmes d'approvisionnement en électricité, la plupart du temps pour l'alimentation des sites isolés (mais dont l'application en mode connexion réseau électrique est également envisagée) couplant divers types de productions telles que éolienne, photovoltaïque et autres. Ils permettent une fourniture d'électricité plus fiable et moins coûteuse. Devant la complexité de ces systèmes, il convient de développer des méthodes de dimensionnement intégrant une optimisation de la gestion de l'énergie et une étude de coût optimal de production.

Nous contribuons également aux activités de recherches portés par les membres de l'équipe. Elles concernent plusieurs domaine comme :

- le diagnostic des systèmes de production [6.7.2.5 ; 6.7.2.10] : étant donnés la complexité des systèmes et le nombre important des paramètres qui entrent dans leur fonctionnement, un automaticien a rejoint notre équipe et développe des méthodologies de diagnostic des systèmes complexes qu'il applique à nos systèmes.

- le développement de capteurs solaires innovants [6.7.1.3 ; 6.7.1.17 ; 6.7.1.19 ; 6.7.12.. 6.7.2.1. ; 6.7.2.2 ; 6.7.2.3. ; 6.7.2.8. ; 6.7.2.11. ; 6.7.2.17 ; 6.7.2.35 ; 6.7.2.36] (thermique et/ou photovoltaïque) : dans ce domaine, l'équipe a développé un capteur à air autonome, un capteur solaire en matériau composite et travaille actuellement sur un volet solaire à haute intégration dans l'habitat et sur un capteur hybride de production simultanée de chaleur et d'électricité.

Dans un premier temps, nous présenterons donc les travaux relatifs à l'estimation et à l'analyse de la ressource énergétique que sont le rayonnement solaire et les vitesses de vent. Cette partie est un élément clé de l'analyse du comportement, de l'optimisation des systèmes de production d'énergie à sources renouvelables d'énergie. Il est en effet indispensable de mettre en place des caractérisations stochastiques du fait même de l'aspect aléatoire et non déterministe de cette ressource.

La deuxième partie traite de la problématique de la connexion de systèmes énergétiques sur le réseau électrique insulaire, et les outils que nous avons mis en place afin d'analyser l'opportunité de l'intégration de fermes éoliennes ou de systèmes photovoltaïques sur les réseaux électriques, et plus particulièrement ceux non-interconnectés comme les réseaux insulaires. Cette thématique, nous a naturellement amené à étudier le couplage à d'autres sources d'énergie (et/ou de stockage) afin de réduire l'influence de l'aspect intermittent et non contrôlable de ces sources d'énergie. Le but des travaux entrepris sur ces systèmes n'est pas de rendre compte de l'évolution précise des paramètres entrant dans son fonctionnement tels que la tension, l'intensité, mais à partir de variables purement énergétiques (et non électriques) de dimensionner les différents sous-systèmes et de choisir la meilleure stratégie de fonctionnement pour chaque sous-système. Dans ce cadre, la modélisation physique globale utilisée permet de décrire le comportement de chaque sous système, puis on adjoint une étude de coût de production pour finaliser l'optimisation.

Enfin, nous présenterons les perspectives de recherches et les projets que nous avons initiés et que nous portons aujourd'hui.

1 ETUDE DE L'INTRANT ENERGETIQUE

Il y a une distinction entre gisement et ressource en énergie solaire et éolienne : quel que soit le gisement, ce qui est produit sans pouvoir être consommé ou stocké (cas de la batterie pleine par exemple) est compté pour nul dans la ressource ; l'aspect cyclique du gisement induit souvent des effets de seuil (c'est le cas pour la centrale électro-solaire à concentration de Vignola) et des déphasages entre production et consommation (cas de systèmes autonomes avec stockage d'énergie). Il est donc nécessaire, pour évaluer la ressource de prendre, en compte la courbe de demande et d'intégrer sur une période longue tous les déphasages qui existent entre production et consommation. Cet état de fait a de fortes conséquences sur le dimensionnement des systèmes et impose donc de connaître la ressource le plus précisément possible et à un pas de temps suffisamment fin.

Nous présentons une synthèse de nos différentes publications et communications réalisées dans ce domaine.

1.1 PRESENTATION DE LA STATION METEOROLOGIQUE.

Notre laboratoire dispose d'une station météorologique, en service de 1999 à 2005 et qui sera remise en activité fin 2007. Elle se compose :

- d'un pyrhéliomètre EPPLEY modèle NIP (Normal Incidence Pyrheliometer) fixé sur une monture équatoriale lui permettant de suivre le soleil, qui mesure le rayonnement solaire direct selon une incidence normale (Figure 1.1);
- de quatre pyranomètres Kipp & Zonen qui mesurent le rayonnement global selon l'horizontale et des inclinaisons de 30°, 45° et 60° (Figure 1.2) ;
- d'une sonde platine sous abri ;
- d'un ensemble anémomètre et girouette ;
- d'un hygromètre ;
- et d'un pressostat.

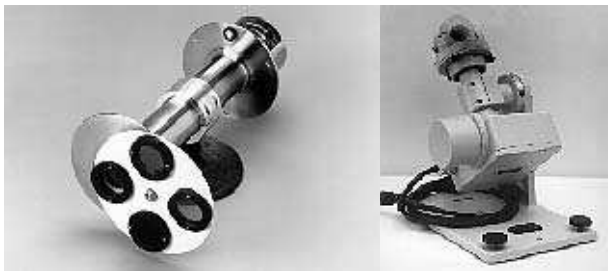
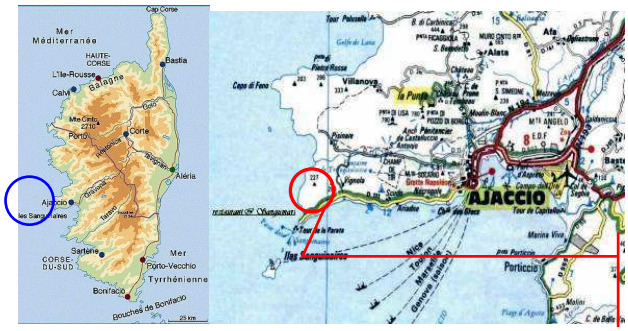


Figure 1.1 – Un pyrhéliomètre EPPLEY modèle NIP et sa monture équatoriale.



Figure 1.2 – Un pyranomètre Kipp & Zonen modèle CM5.

Les données mesurées sont relevées puis stockées chaque minute. Le laboratoire est situé sur la route des Sanguinaires au lieu-dit Vignola à proximité d'Ajaccio comme nous pouvons le voir sur la Figure 1.3. Sa situation géographique est 41°55' Nord et 8°39' Est.



Site de mesures

Figure 1.3 – Situation de la station météorologique.

1.2 ETUDE DU RAYONNEMENT SOLAIRE DIRECT. [6.7.1.30]

Le laboratoire a bénéficié lors de sa création d'un outil de recherches important : une centrale hélio-thermodynamique d'une puissance de 100 kWe. Celle-ci utilisait la composante directe du rayonnement solaire qui était focalisait par champ de capteur à miroirs segmentés fixes sur une chaudière dans laquelle circulait un fluide caloporteur. La réponse de ce système énergétique dépend fortement de la répartition du flux solaire incident au cours de la journée. Afin de prendre en compte cet aspect dynamique, il était nécessaire non seulement de quantifier l'énergie reçue, mais aussi de qualifier la répartition temporelle de l'éclairement solaire au cours de la journée ; de nombreux auteurs ont introduit des méthodes d'analyse factorielle et de classification automatique pour analyser et typifier les événements météorologiques ; c'est dans ce sens que nous avons mis en œuvre une classification automatique des journées en type de temps dans le cadre de nos travaux de DEA.

A partir d'une analyse des corrélations (analyse en composante principale – ACP) (Benzecri, 1980), une classification en journées types a été réalisée. Chaque journée a été caractérisée par quatre paramètres :

- la dimension fractale (Mandelbrot, 1984 ; Lovejoy et Schertzer, 1986 ; Hentschel et Porcaccia ; 1984) de la courbe d'irradiation solaire directe utilisée pour quantifier le caractère perturbé du phénomène aléatoire lié à la fréquence et au type des passages nuageux;
- le rapport énergétique journalier : rapport des valeurs journalières de l'énergie solaire directe mesurée sur l'énergie solaire directe par ciel clair calculée à partir d'un modèle développé par Louche et al. (1987) et utilisant des valeurs moyennes des différentes transmittances atmosphériques.
- les coefficients de variation de la durée d'insolation calculés pour deux seuils 120 $W.m^{-2}$ et 400 $W.m^{-2}$ correspondant respectivement au seuil de démarrage de systèmes à faible et forte concentrations.

Les résultats de cette analyse sont satisfaisants car quatre classes de journées apparaissent de manière claire lorsque les points représentatifs de chaque jour sont projetés sur le premier plan principal défini par le premier et second axe principal obtenu par cette analyse des corrélations (Figure 1.4).

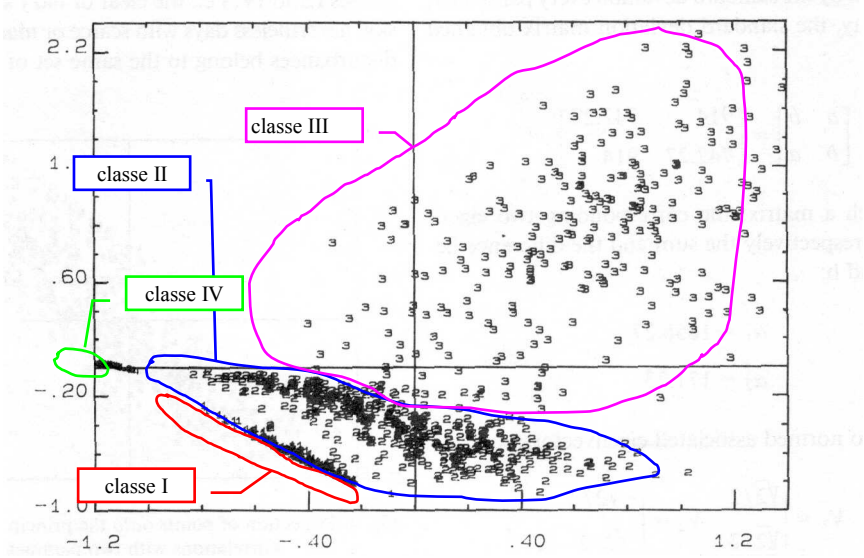


Figure 1.4 – Projections des points dans le premier plan principal.

Les quatre classes ainsi déterminées et présentées sur la Figure 1.5 peuvent être qualifiées de la manière suivante :

- classe I : énergie journalière élevée avec répartition régulière de l'éclairement solaire due à la présence d'un ciel clair;
- classe II : énergie journalière « moyenne » avec ciel partiellement nuageux;
- classe III : énergie journalière « moyenne » avec ciel fortement perturbé;
- classe IV : faible énergie journalière avec ciel très nuageux.

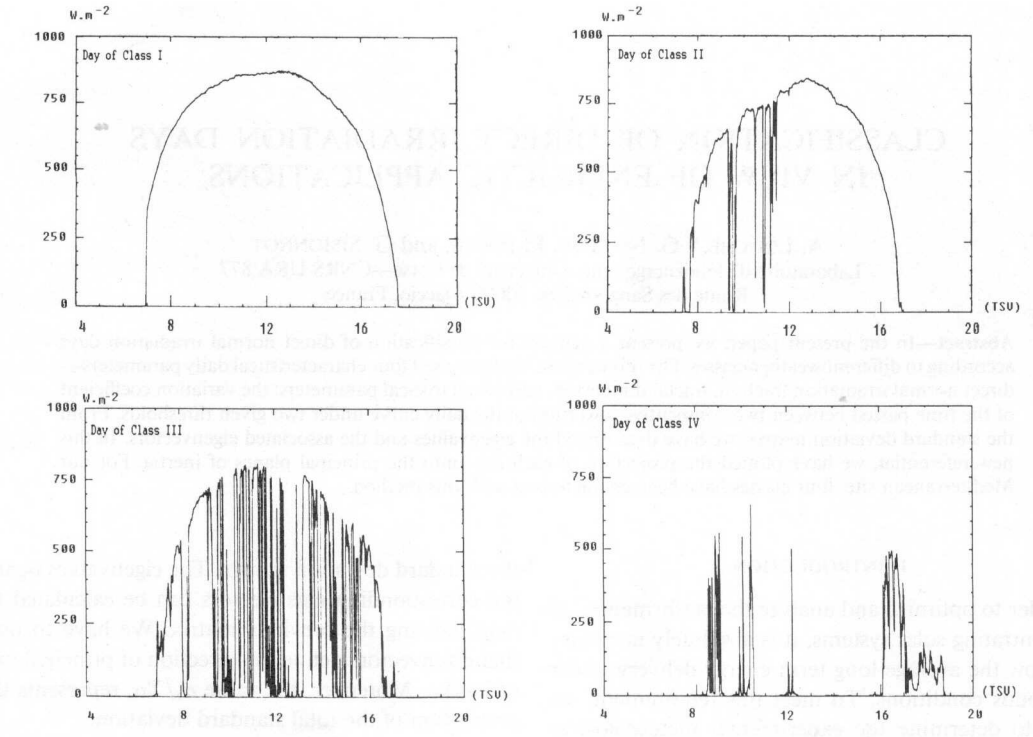


Figure 1.5 – Exemples de journées météorologiques de classes I, II, III et IV.

Ainsi, la méthode développée a conduit aux résultats recherchés à savoir distinguer clairement quatre classes de journée à l'aide de quatre paramètres adimensionnels et de les distinguer pratiquement sans équivoque de manière automatisée selon la position représentative de la journée sur le premier plan principal.

1.3 DEVELOPPEMENT DE CORRELATIONS DU RAYONNEMENT SOLAIRE. [6.7.1.29 ; 6.7.1.8]

1.3.1 Détermination des composantes du rayonnement solaire à partir des durées d'insolation.

Les stations de mesure du rayonnement sont encore relativement rares dans certaines régions de la planète, en particulier pour le rayonnement direct. Il est donc généralement nécessaire d'avoir recours à une méthode de calcul pour obtenir les différentes composantes du rayonnement à partir des données disponibles. Parmi ces données disponibles, on trouve très souvent la durée d'ensoleillement qui a été mesurée par des héliographes en de plus nombreuses stations et depuis de plus longues périodes que ne l'ont été les irradiations elles-mêmes. Ainsi, nous avons établi des corrélations sur notre site permettant d'obtenir d'une part les moyennes mensuelles et d'autre part les données journalières des irradiations solaires directes normales et globales horizontales à partir des durées d'insolation [6.7.1.29].

La durée d'ensoleillement était initialement définie comme la durée pendant laquelle le disque solaire était resté visible ; par la suite, des instruments de mesure, appelés héliographes, ont été mis

au point et la durée d'ensoleillement a correspondu à la durée pendant laquelle ces instruments détectaient la présence d'ensoleillement, c'est-à-dire quand l'éclairement solaire direct dépassait un seuil de 120 W.m^{-2} (Iqbal, 1983 ; Perrin de Brichambaut et Vauge, 1982).

Les résultats des régressions linéaires calculées pour les moyennes mensuelles des irradiations solaires journalières directes et globales sont présentés sur la Figure 1.6 $\overline{H_0}$ et $\overline{H_{b,M}}$ sont respectivement la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire journalière globale extra-atmosphérique (Iqbal, 1983) et directe par ciel clair (Louche et al., 1987). Une bonne adéquation a été constatée entre données réelles et données simulées. De plus, une comparaison avec d'autres corrélations (Hay, 1979 ; Rietveld, 1978 ; Glover et McCulloch, 1958, Collares-Pereira et Rabl, 1979) de la littérature, a montré que la précision obtenue était du même ordre de grandeur.

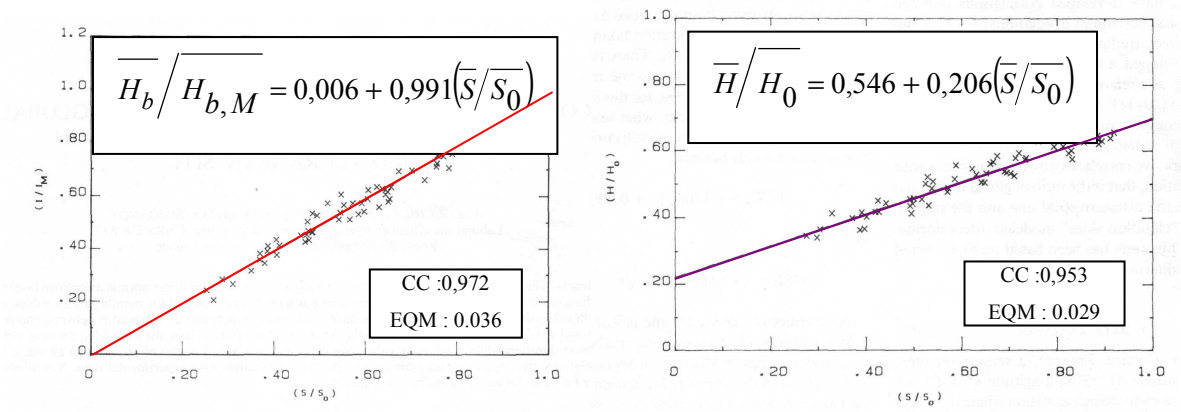


Figure 1.6 – Moyenne mensuelle : $\overline{H_b}/\overline{H_{b,M}}$ *et* $\overline{H}/\overline{H_0}$ *en fonction de* $\overline{S}/\overline{S_0}$.

De manière analogue, nous avons établi des corrélations de type polynomial du second degré pour les données journalières de ces mêmes irradiations et dont les résultats sont présentés sur la Figure 1.7.

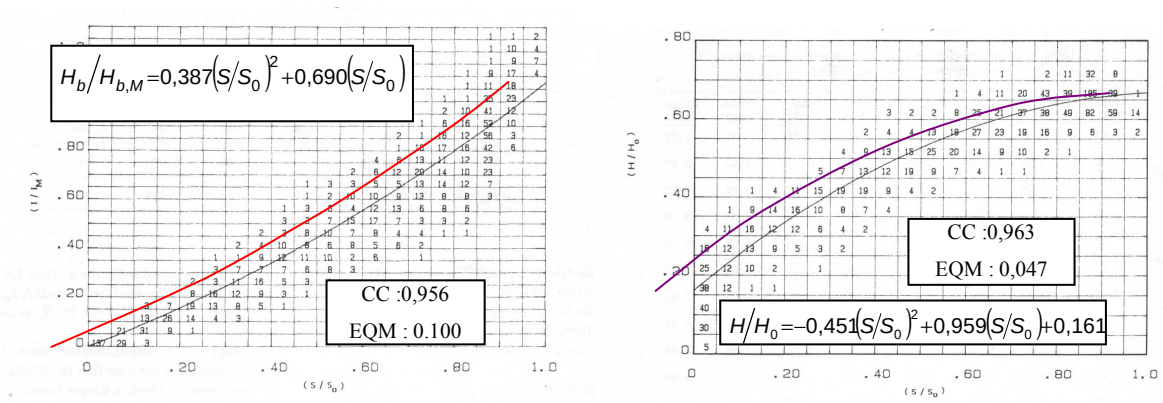


Figure 1.7 – Données journalières : $H_b/H_{b,M}$ *et* H/H_0 *en fonction de* S/S_0 .

On constate que nos corrélations sont moins performantes pour le rayonnement direct car cette composante est nettement plus sensible aux fluctuations des paramètres météorologiques.

1.3.2 Détermination des irradiations solaires horaires globales sur des plans inclinés à partir des irradiations solaires journalières globales horizontales.

Les valeurs moyennes mensuelles des irradiations journalières s'avèrent insuffisantes même pour un pré-dimensionnement ou une étude de productivité de systèmes énergétiques : en effet, elles ne permettent pas d'avoir une vision assez précise des différents phénomènes énergétiques qui interviennent au sein du système de production. Dans la plupart des cas, il faut avoir recours au moins aux moyennes mensuelles d'irradiations solaires horaires qui permettront d'introduire partiellement les effets de variations dues à la fois à la position du soleil, du site et du capteur. De plus, les capteurs solaires sont très rarement positionnés à l'horizontale, d'où la nécessité de connaître les données d'ensoleillement sur des surfaces inclinées. La non-linéarité du modèle d'irradiation solaire globale inclinée par rapport aux irradiations globale horizontale et directe normale (présence de fonctions de type trigonométrique) ne permet pas de déterminer directement les moyennes mensuelles de l'irradiation horaire globale inclinée à partir de celles de l'irradiation solaire journalière globale horizontale. C'est pourquoi nous procédons en trois ou quatre étapes comme l'illustre la Figure 1.8. [6.7.1.8 ; 6.7.2.14].

Précisons que la nouvelle corrélation dont il est question sur ce synoptique est une corrélation que nous avons établie à partir de cinq ans de données expérimentales mesurées toutes les minutes par notre station météorologique. Nous ne présenterons que les résultats finaux c'est-à-dire ceux obtenus après combinaison des différentes étapes (Figures 1.9 et 1.10) et pour une inclinaison des capteurs de 30° par rapport à l'horizontal. Les paramètres statistiques permettant de juger de la précision de nos méthodes (Iqbal, 1983), à savoir l'erreur moyenne relative (EMR) et l'erreur quadratique moyenne relative (EQMR), sont présentés dans le Tableau 1.1 pour trois inclinaisons différentes de capteurs.

	Méthode en 3 étapes		Méthode en 4 étapes	
Inclinaison	EMR	EQMR	EMR	EQMR
30°	1,9%	8,9%	0,6%	9,9%
45°	1,6%	11,0%	0,6%	11,0%
60°	1,3%	12,0%	1,6%	8,1%

Tableau 1.1 – Valeurs des tests statistiques pour les deux méthodes.

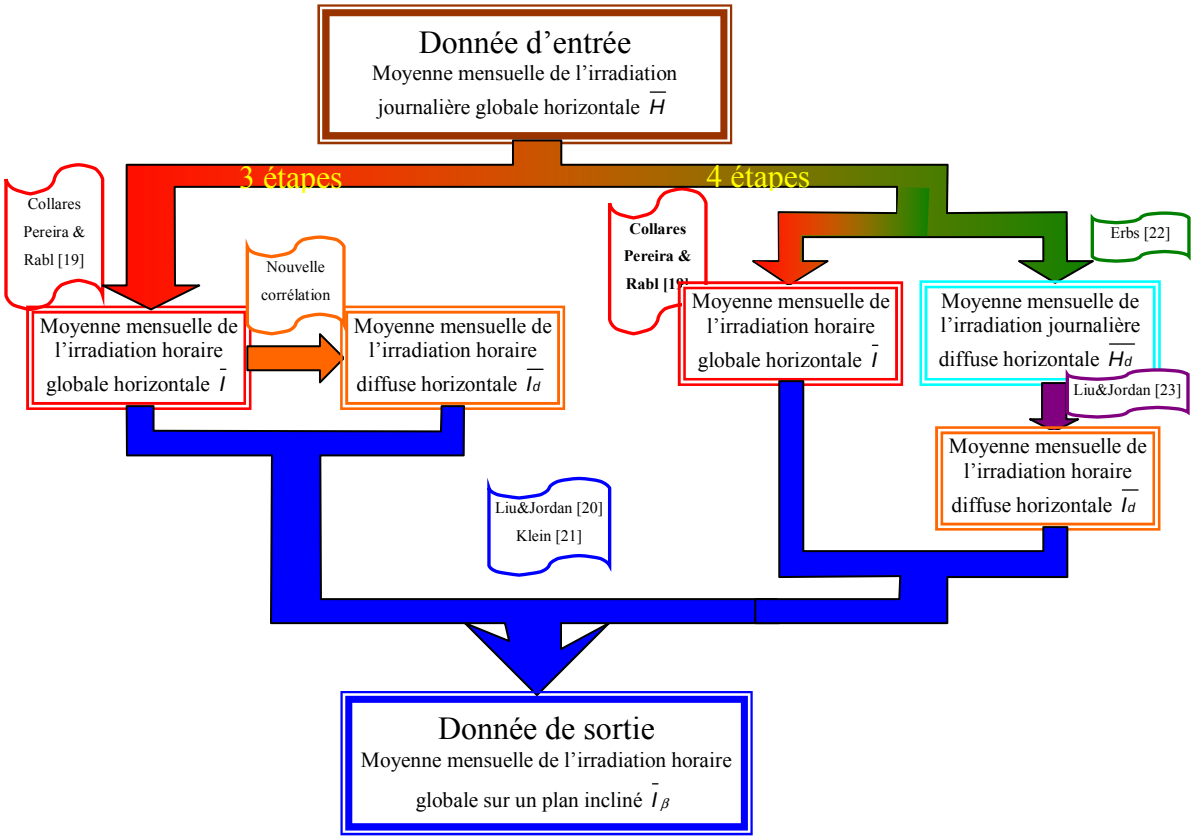


Figure 1.8 – Synoptique des deux méthodologies.

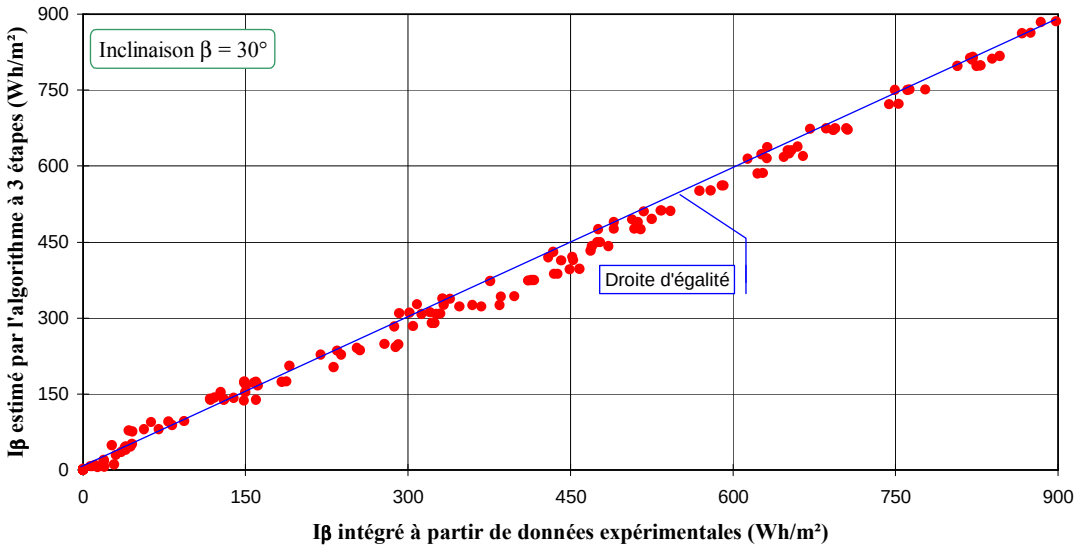


Figure 1.9 – Comparaison des données estimées à partir de l'algorithme en 3 étapes et des données expérimentales pour une inclinaison de 30°.

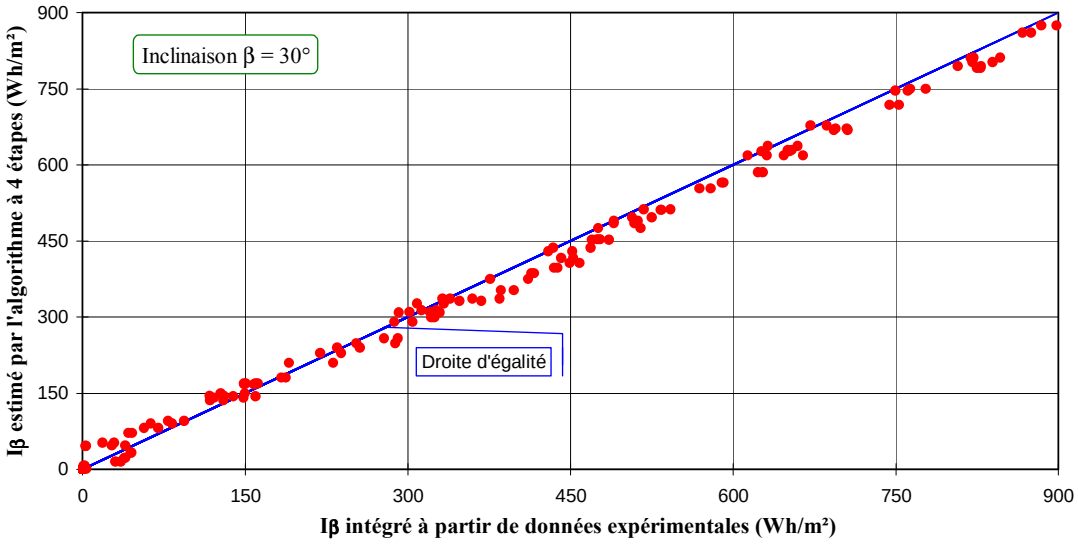


Figure 1.10 – Comparaison des données estimées à partir de l'algorithme en 4 étapes et des données expérimentales pour une inclinaison de 30°.

La précision des deux méthodes est satisfaisante et du même ordre de grandeur, il resterait maintenant à confirmer leur adéquation sur d'autres sites à travers le monde. Bien évidemment ces méthodes nécessitent des données mesurées au sol, et nous avons participé au développement d'une autre méthode basée sur des images satellitaires.

1.4 UTILISATION DE DONNEES SATELLITAIRES METEOSAT. [6.7.1.24 ; 6.7.2.33]

1.4.1 Détermination des irradiations journalières solaires globales horizontales à partir des images satellites.

Ces études ont été réalisées suite à une collaboration avec le *Professeur Claude Delorme* de l'Université d'Avignon dans le cadre de la thèse de *Marc Muselli*. De nombreux travaux (Hay, 1984) ont montré une variabilité spatiale importante de l'irradiation solaire en particulier dans des régions où le relief est important et perturbé comme c'est le cas dans notre région. Pour rendre compte de cette importante variabilité spatiale, Luther (1992) propose d'utiliser la notion de corrélogramme spatial qui représente le coefficient de corrélation en fonction de la distance entre paires de stations météorologiques. Nous avons réalisé cette étude sur la Corse en utilisant un réseau de 5 stations météorologiques, une appartenant au réseau Météo-France (Ajaccio) et quatre autres utilisées lors d'une campagne de mesures du laboratoire (Afa, Borgo, Corscia et Pigna). La localisation de ces stations est présentée sur la Figure 1.11.

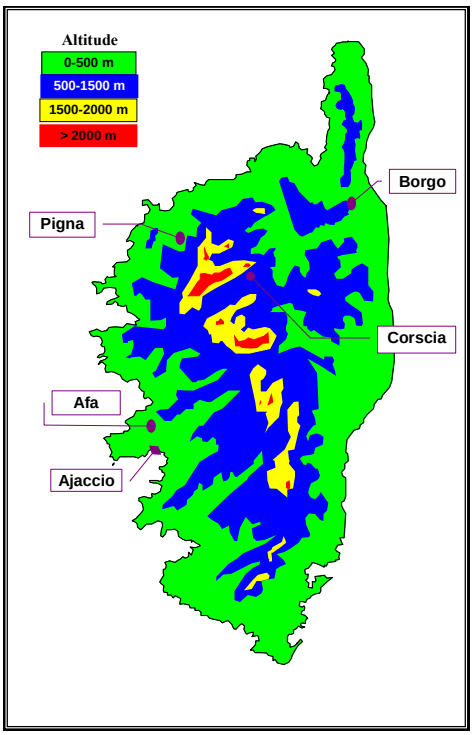


Figure 1.11 – Positionnement des stations météorologiques.

Pour chaque site i et chaque heure h, on détermine l'indice de clarté horaire $M_{T,i,h}$ comme le rapport de l'irradiation horaire globale sur l'irradiation horaire hors-atmosphère (Iqbal, 1983 ; Klein, 1977 ; Liu et Jordan, 1960 ; Orgill et Hollands, 1977 ; Spencer, 1982) ; on calcule ensuite l'écart entre deux heures successives $D_{i,h} = M_{T,i,h} - M_{T,i,h-1}$, et le coefficient de corrélation $R_{i,k}\left(T_j\right)$ entre deux sites i et k pour un jour donné T_j est obtenu par :

$$R_{i,k}\left(T_j\right) = \frac{\sum_{h=6}^{h=18}\left(D_{i,h} - \overline{D_i}\right)\left(D_{k,h} - \overline{D_k}\right)}{\sqrt{\sum_{h=6}^{h=18}\left(D_{i,h} - \overline{D_i}\right)^2 \sum_{h=6}^{h=18}\left(D_{k,h} - \overline{D_k}\right)^2}} \qquad (1.1)$$

Le coefficient de corrélation moyen calculé sur la période de Janvier à Décembre 1994 est présenté sur la Figure 1.12 en fonction de la distance entre les stations. On constate l'existence de trois zones :

- une zone de forte corrélation pour une distance inférieure à 7 km (R > 0,5) ;
- une zone de corrélation moyenne entre 7 et 30 km (0,1 < R < 0,5) ;
- aucune corrélation au-dessus de 30 km (/R/ < 0,1).

Ainsi, on peut considérer qu'il n'y a plus aucune relation d'un point de vue de l'irradiation solaire entre deux sites distants de plus de 10 km comme cela a été confirmé par Luther (1992) pour une région proche de Saarbrücken en Allemagne ; Zelenka et al. (1992) quant à eux stipulent qu'au

dessus de 40 - 50 km, les données satellitaires sont préférables aux données pyranométriques sur des zones où le relief est moins important qu'en Corse (Suisse, Allemagne, Suède, Etats-Unis), ces valeurs ont été également confirmées par Perez et al. (1994).

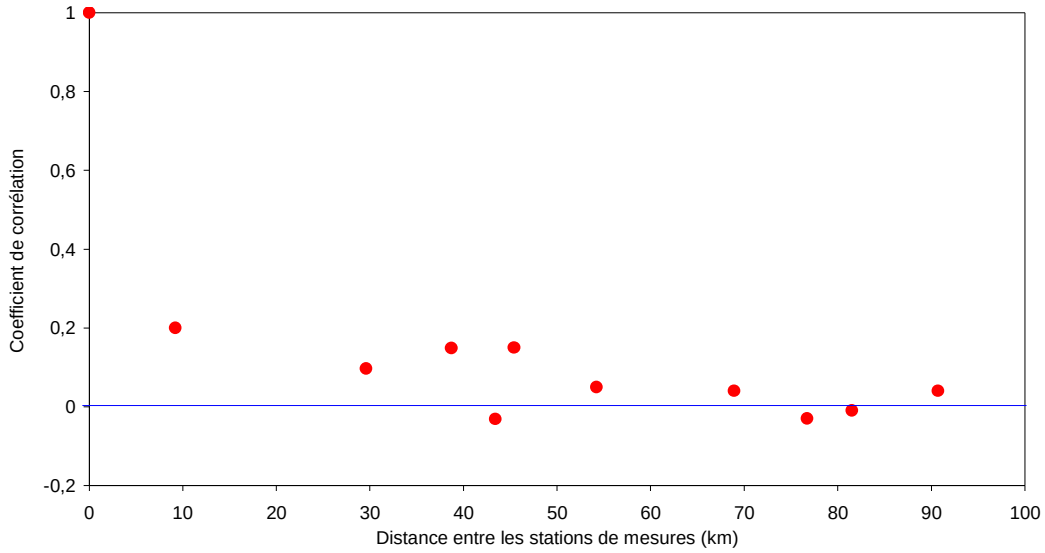


Figure 1.12 – Corrélogramme spatial.

Etant donnée que l'extrapolation de données d'irradiations solaires à des lieux où aucune station météorologique n'est disponible est difficile à partir de mesures au sol en particulier dans notre région, l'utilisation de données satellites semble alors être une alternative séduisante pour l'estimation du potentiel solaire.

Le satellite européen METEOSAT émet des images toutes les demi-heures (depuis 1977) dans trois canaux : visible (0,1-1,1 µm), IR (10,5-12,5 µm) et vapeur d'eau (5,7-7,1 µm). De cinq à neuf images analogiques WEFAX (weather Facsimile) sont reçues chaque jour selon la durée du jour. Elles sont envoyées par l'Agence Spatiale Européenne à Darmstadt. Plusieurs travaux préconisent l'utilisation de ces images pour l'estimation du potentiel solaire (Schukze et Heidt, 1996 ; Chaabane et al., 1996 ; Pereira et al., 1996 ; Sakellariou, 1995 ; Raficul et Exell, 1996). Le format de ces images est de 800 x 800 pixels dans le canal visible ; chaque pixel représente dans le canal visible un carré de 2,5 x 2,5 km² à la verticale du satellite ; sous nos latitudes, il représente environ 25 km². Pour étudier la zone qui nous intéresse, l'image est réduite à 16 x 49 pixels. Nous présentons sur la Figure 1.13 un exemple d'une telle image.

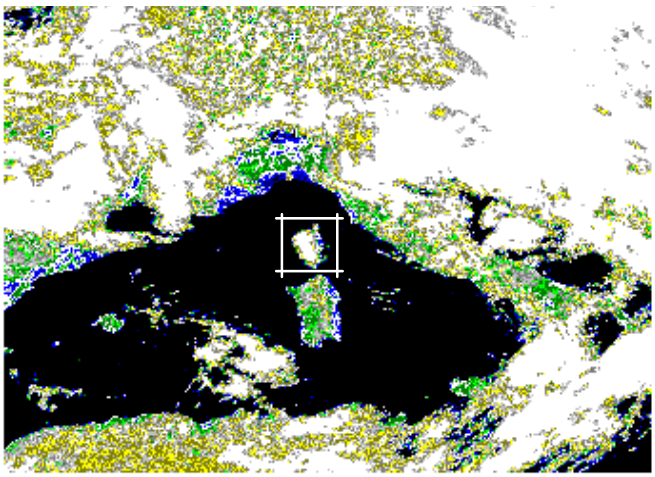


Figure 1.13 – Image Météosat du bassin Méditerranéen.

Plusieurs procédures de détermination des données d'ensoleillement à partir de données satellitaires sont couramment appliquées : des méthodes utilisant des régressions statistiques ou des méthodes plus complètes décrivant les transferts et les échanges de radiations à la traversée de l'atmosphère. Une bonne synthèse de ces différents modèles est présentée par Noia et al (1993a ;1993b).

Le modèle que nous avons choisi d'utiliser est un modèle statistique développé par Claude Delorme de l'Université d'Avignon (Ben Djemma et Delorme, 1992a ; Delorme et al. 1992 ; Ben Djemma et Delorme ; 1992b). Pour appliquer cette méthode, seules quatre images par jour dans le canal visible sont utilisées car il s'agit de réduire au maximum le temps de calcul afin de pouvoir utiliser un matériel informatique classique peu coûteux.

Notre but est d'estimer l'irradiation solaire horaire globale horizontale $I(x,y,j,h)$ correspondant à une brillance $B_i\,(x,y,j,h)$ (valeur numérique allant de 0 à 255) pour chaque pixel situé en (x,y) de l'image du jour j à l'heure h. Pour ce faire, on utilise une normalisation par rapport à une référence d'irradiation par ciel clair avec un indice de temps instantané $K(x,y,t)$ et un indice de temps journalier $K_J(x,y,t)$ définis par :

$$K(x,y,t)=\frac{I(x,y,t)}{I_c(x,y,t)} \text{ et } K_J(x,y,t)=\frac{H(x,y,t)}{H_c(x,y,t)} \tag{1.2}$$

où $I_C(x,y,t)$ et $H_C(x,y,t)$ sont respectivement les irradiations horaire et journalière par ciel clair calculées à partir du modèle CSM (Nolay, 1987) basé sur l'utilisation du facteur de trouble de Linke. Ce coefficient de trouble correspond au nombre d'atmosphères pures et sèches nécessaires pour provoquer le même affaiblissement du rayonnement solaire que l'atmosphère trouble étudiée (Perrin de Brichambaut et Vauge, 1982).

On établit ainsi deux images de référence correspondant pour chaque pixel à deux brillances $B_c(x,y,t)$ et $B_0(x,y,t)$ i.e. la brillance par ciel clair et par ciel nuageux opaque :

$$B_c(x,y,t) = B_a \times I_C(x,y,t) \times T_C(x,y,t) \times R_C(x,y) \tag{1.3}$$

$$B_O(x,y,t) = N \times B_a \times I_C(x,y,t) \times T_C(x,y,t) \times R_O(x,y) \tag{1.4}$$

où B_a est une constante représentative de la brillance des pixels due à une atmosphère pure (= 12) ; N est un facteur d'étalonnage du détecteur (= 0,554) ; $T_C(x,y,t)$ est le coefficient de transmission direct entre le sol et le satellite ; $R_C(x,y)$ est le coefficient de réflexion du sol pour le pixel (x,y) ; $R_O(x,y)$ est une constante définissant la réflexion minimum pour un ciel nuageux opaque.

La brillance de chaque pixel est donc comparée à ces deux références et un indice instantané $K_i(x,y,j,h)$ est calculé par :

$$\begin{cases} si \quad B_i < B_C \quad alors \quad K_i = 1 \\ si \quad B_i > B_O \quad alors \quad K_i = K_O \\ si \quad B_O < B_i < B_C \quad alors \quad K_i = 1 - \dfrac{(1-K_O)(B_i - B_C)}{(B_o - B_C)} \end{cases} \tag{1.5}$$

avec K_O l'indice calculé pour les ciels nuageux.

Ensuite, pour chaque jour on détermine le coefficient journalier :

$$C_{dc}(x,y,j) = \frac{H_C(x,y,j)}{\sum_{h=1}^{4} I_C(x,y,j,h)} \tag{1.6}$$

L'irradiation journalière sur chaque pixel $H(x,y,j)$ s'obtient en additionnant les quatre irradiations horaires estimées $I(x,y,j,h)$ et en multipliant leur somme par $C_{dc}(x,y,j)$.

Nous avons validé ce modèle sur les données au sol de la station météorologique de Météo France à Ajaccio Campo dell'Oro sur la base de 235 données journalières (Figure 1.14).

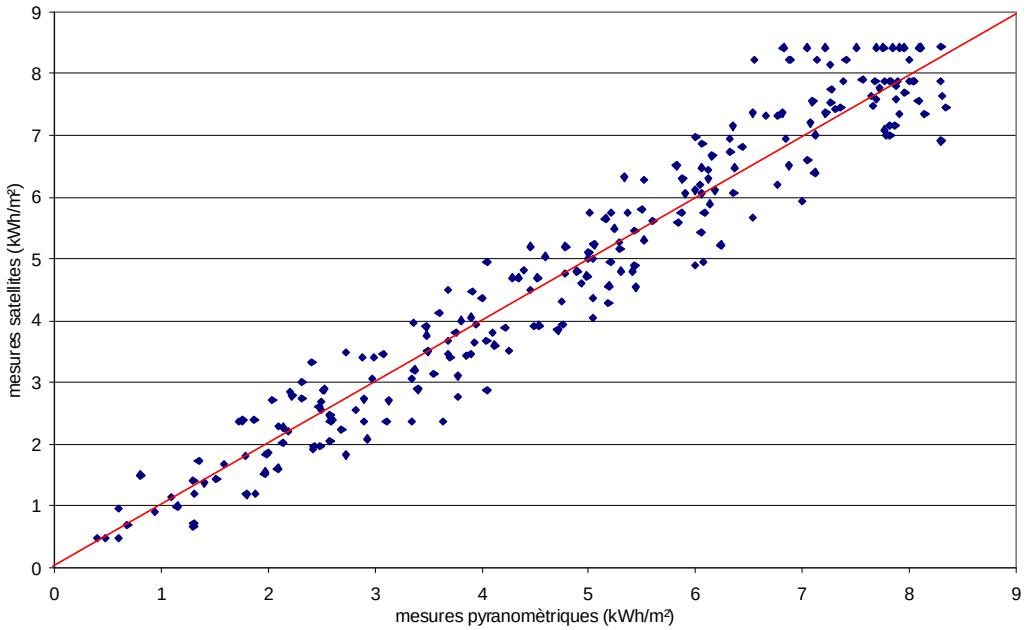


Figure 1.14 – Corrélation entre données journalières estimées et mesurées.

Les valeurs des différents coefficients statistiques (erreurs moyennes absolue et relative (EM et EMR), erreurs quadratiques moyennes absolue et relative (EQM et EQMR), coefficient de corrélation (CC)) sont données dans le Tableau 1.2.

EM ($Wh.m^{-2}$)	EQM ($Wh.m^{-2}$)	EMR (%)	EQMR (%)	CC
-1,09	80,7	-5,6	12	0,969

Tableau 1.2 – Valeurs des coefficients statistiques du modèle satellitaire.

Ces résultats sont tout à fait satisfaisants et du même ordre de grandeur que ceux rencontrés dans la littérature. A partir de cette méthode, une cartographie du potentiel solaire sur la région Corse a été élaborée comme le montre la Figure 1.15. On constate que la moyenne annuelle de l'irradiation globale peut varier de plus de 20% d'un site à un autre de Corse.

Cette technique permet donc d'obtenir des données journalières du rayonnement solaire. Cependant, comme l'ont montré Notton (1992) et Mora et al. (1989), le dimensionnement d'un système énergétique solaire nécessite de connaître les données d'ensoleillement au pas minimum de l'heure. De plus, le plan des modules étant souvent incliné par rapport à l'horizontal, il est également nécessaire de transformer ces irradiations horizontales en irradiations inclinées comme cela avait déjà été le cas au paragraphe 1.3 à partir de données moyennes mensuelles.

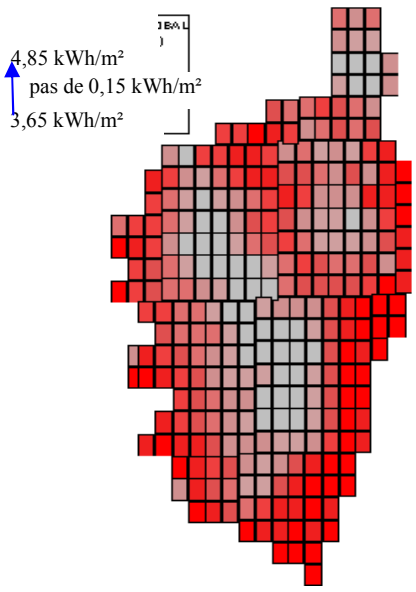


Figure 1.15 – Cartographie solaire de la Corse : moyennes annuelles des irradiations journalières solaires globales horizontales.

1.4.2 Détermination des irradiations solaires horaires sur un plan incliné.

A l'aide des données journalières obtenues par la méthode décrite dans le paragraphe 1.4.1 ou fournies par une station météorologique (ce sont les données les plus facilement disponibles) nous cherchons à obtenir les données horaires ou encore à déterminer le profil journalier le plus vraisemblable. Deux approches ont été analysées dans [6.7.1.5]. Nous allons décrire sommairement ces deux méthodologies présentées sur la Figure 1.16.

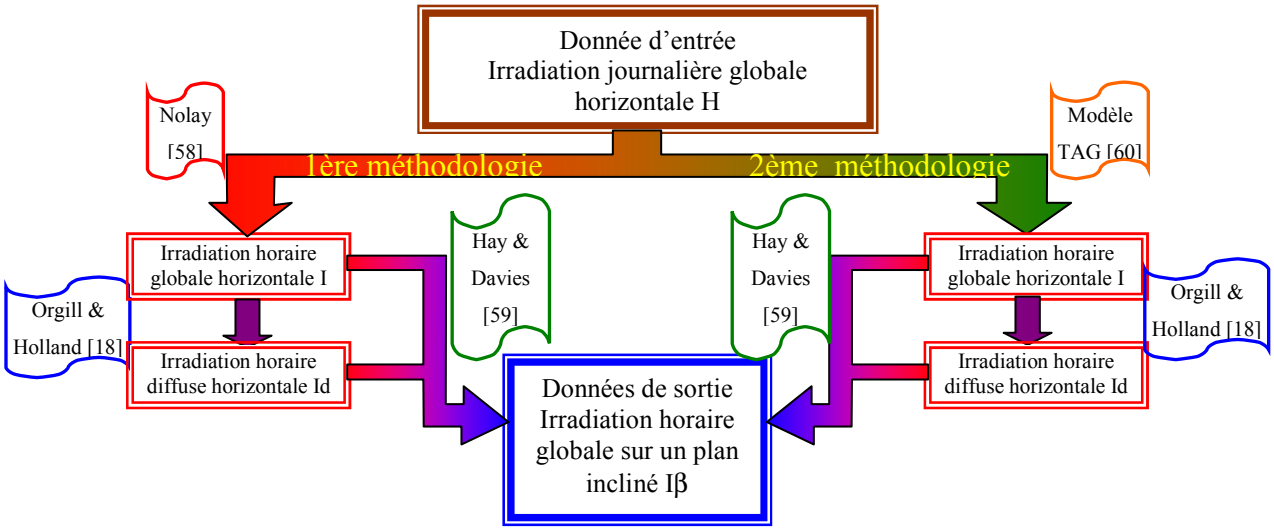


Figure 1.16 – Descriptif des deux méthodologies utilisées.

Pour valider notre première méthode, nous l'avons testée sur trois ans de données horaires horizontales et inclinées mesurées sur notre site de Vignola au cours d'une campagne de mesures de 1995 à 1997. Les 6500 valeurs calculées (par la méthodologie complète i.e. après application des trois corrélations) et mesurées de l'irradiation horaire globale inclinée sont représentées sur la Figure 1.17 pour une inclinaison de 30° et les valeurs des erreurs et du coefficient de corrélation entre les données expérimentales et calculées sont reportées dans le Tableau 1.3.

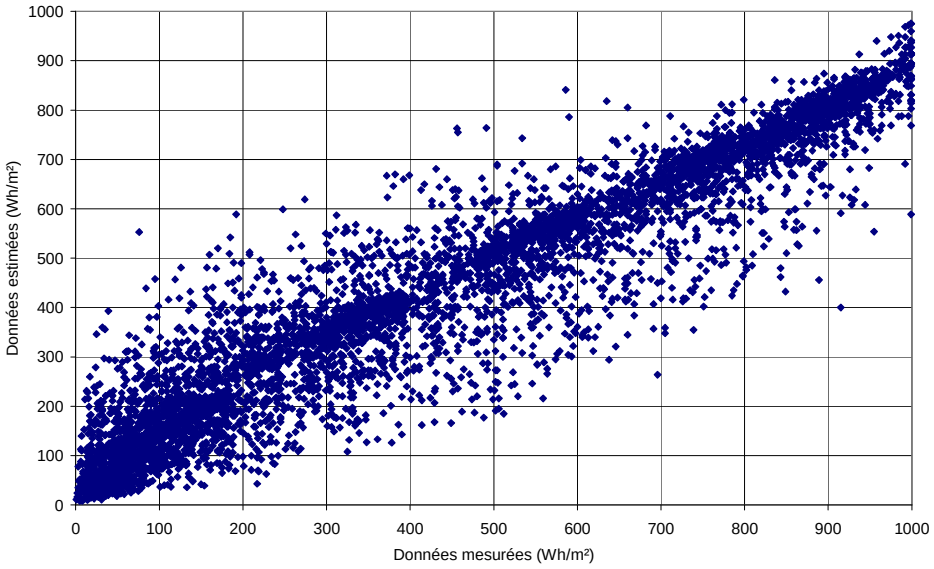


Figure 1.17 – Irradiations horaires globales sur un plan incliné à 30° - valeurs mesurées et estimées.

Inclinaison	EM $Wh.m^{-2}$	EQM $Wh.m^{-2}$	EMR %	EQMR %	CC
30°	-3,7	65,2	-2,3	14	0,952
45°	-9,78	74,8	-1,3	14,8	0,947
60°	-9,64	85,6	-3,5	15,5	0,946

Tableau 1.3 – Erreurs et coefficient de corrélation pour la méthodologie complète.

Cette méthodologie sous-estime pour de faibles irradiations et surestime pour les hautes valeurs. La dispersion des points est importante et les valeurs des erreurs ne sont pas suffisamment satisfaisantes.

C'est pour cette raison que nous avons développé une autre méthodologie plus complexe mais plus précise [6.7.1.10]. Elle consiste à remplacer le modèle sinusoïdal du profil journalier du rayonnement global horaire de Nolay (1980) dont les performances étaient peu satisfaisantes par un modèle stochastique basé sur un processus ARMA (Auto-Régressif à Moyenne Mobile) de type TAG (Time-dependent Autoregressive Gaussian). Seule donc la première étape du processus est modifiée c'est-à-dire. celle qui consiste à découper l'irradiation journalière globale horizontale en irradiations horaires globales horizontales. Les processus de type auto-régressifs d'ordre p décrivant une variable stochastique Z(t) s'écrivent, en fonction des coefficients d'autocorrélation partielle φ_i et d'un bruit blanc aléatoire normalement distribué a(t), sous la forme :

$$Z(t) = \sum_{i=1}^{p} \varphi_i Z(t-i) + a(t) \qquad (1.7)$$

Les modèles stochastiques permettent de représenter de manière fidèle les fluctuations de l'irradiation solaire (Melar, 1990 ; Gordon et Hochman, 1984 ; Elalaoui, 1990) et du vent (Nfaoui et

al., 1996). Les modèles Autorégressifs à Moyenne Mobile (ARMA) des séries temporelles météorologiques sont souvent utilisés. Les exemples concernant les précipitations mensuelles (Delleur et Kavvas, 1978), pluies annuelles (Carlson et al., 1970) et un index de sécheresse mensuel (Davis et Rappoport, 1974) sont nombreux. Les modèles ARMA incluent un très large éventail de processus stochastiques qui, à cause de leur structure mathématique, sont utiles pour les prévisions, et ils fournissent une représentation statistique convenable des données à l'aide d'un petit nombre de paramètres. Les modèles ARMA s'adaptent bien aux analyses et aux prévisions des séries temporelles qui sont persistantes par nature ou par manipulation et ils sont donc spécialement utiles dans les analyses climatologiques

On enlève à la composante globale du rayonnement solaire sa composante déterministe correspondant à l'énergie maximale incidente en divisant l'irradiation horaire globale par l'irradiation extra-atmosphérique sur la même période et ainsi obtenir l'indice de clarté. Cet indice $M_T(h) = (I(h)/I_0(h))$, où $I_0(h)$ est l'irradiation horaire hors-atmosphère à l'heure h, se décompose selon une composante déterministe $M_{Tm}(h)$ liée à la hauteur du soleil et une composante variable $\alpha(h)$ (Elalaoui, 1990 ; Aguiar et Collares, 1992 ; Graham et al., 1987).

$$M_T(h) = M_{Tm}(h) + \alpha(h) \tag{1.8}$$

or, $M_{Tm}(h)$ (valeur moyenne sur la période d'étude de $M_T(h)$) peut s'exprimer en fonction de l'indice de clarté journalier K_T et de l'angle zénithal θ_Z (Iqbal, 1983) par :

$$M_{Tm}(h) = \lambda(K_T) + \varepsilon(K_T) \times e^{-[\kappa(K_T)/\cos\theta_Z]} \tag{1.9}$$

où λ, ε et κ sont des fonctions de K_T dont les expressions sont données par Aguiar et Collares Pereira (1992).

Pour ce qui est de la composante aléatoire, Graham et al. (1987) et Aguiar et Collares Pereira (1992) ont montré que :

- la valeur moyenne de $\alpha(h)$ est voisine de zéro ;
- l'écart type $\sigma(\alpha(h))$ est fortement dépendant de K_T et de $\cos(\theta_z)$;
- $\alpha(h)$ n'est pas un bruit blanc et le coefficient de corrélation du premier ordre de $\alpha(h)$, ϕ_1, est lié à K_T par une relation donnée dans [6.7.1.10].

L'indice de clarté horaire $M_T(h)$ permet d'enlever l'effet diurne. Or, le modèle que l'on se propose d'utiliser pour déterminer les irradiations horaires (Aguiar et Collares Pereira, 1992) est

auto-régressif, non stationnaire, non homogène dans le temps et présente une répartition de probabilité Gaussienne. Pour répondre à ces conditions, nous réduisons puis centrons $M_T(h)$ afin de prendre en compte les phénomènes journaliers et saisonniers, ce qui nous conduit à la nouvelle variable y :

$$y(h) = \frac{[M_T(h) - M_{Tm}(h)]}{\sigma(K_T, h)} \tag{1.10}$$

$\sigma(K_T, h)$ représente l'écart type de $M_T(h)$ pour des journées d'indice de clarté K_T. L'expression donnant $\sigma(K_T, h)$ est donnée dans [6.7.1.10]. L'étude des propriétés séquentielles de $y(h)$ a permis de montrer que $y(h)$ dépendait essentiellement de sa valeur à l'heure précédente $y(h-1)$ par :

$$y(h) = \phi_1 \times y(h-1) + A(h) \tag{1.11}$$

où $A(h)$ est une variable aléatoire gaussienne de moyenne nulle et d'écart type fonction de l'écart type de $y(h)$ et du coefficient de corrélation du premier ordre ϕ_1 (elle présente les caractéristiques d'un bruit blanc). Ainsi, le modèle présenté ne dépend que de l'indice de clarté journalier et peut, à partir de l'irradiation journalière, reconstituer le profil horaire recherché.

Nous avons dans un premier temps vérifié sur la base de 19 ans de données horaires que la composante déterministe vérifiait bien la relation (1.9). Pour ce faire, les jours de K_T identiques ont été regroupés (au pas de 0,05), puis, au sein de chaque groupe, des familles de $M_T(h)$ ayant le même angle zénithal ont été établies (au pas de 0,1). La moyenne expérimentale de chacune de ces familles a été comparée à la composante déterministe de l'indice de clarté horaire définie par l'équation (1.9). En second lieu, nous avons vérifié le modèle décrivant l'écart type de $M_T(h)$. Puis, nous avons étudié les variables y(h) (éq.1.10) pour lesquelles les coefficients du premier et second ordre ont été calculés : il en ressort que le coefficient du second ordre est très proche de zéro alors que celui du premier ordre n'est pas négligeable ce qui justifie l'utilisation d'un processus auto régressif du premier ordre (Figure 1.18).

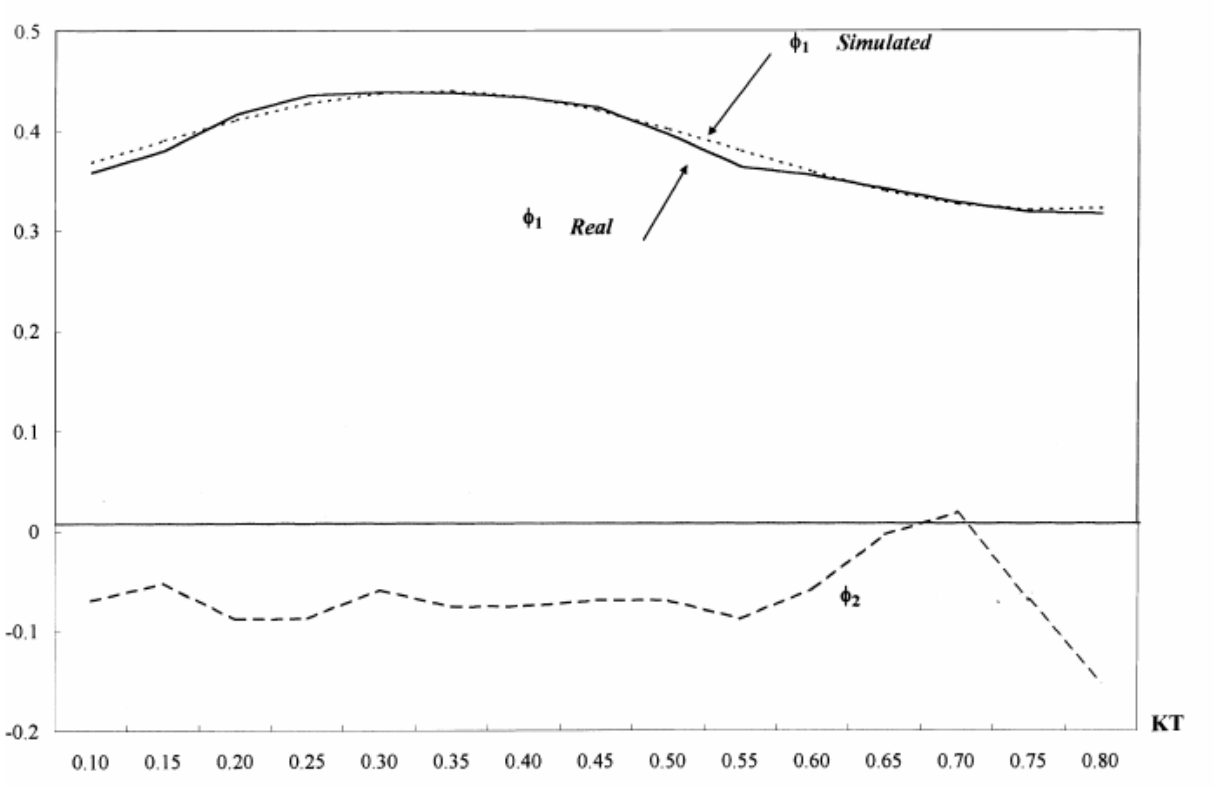


Figure 1.18 - Fonction d'autocorrélation d'ordre 1 (réelles et simulées) et 2 (réelles)

L'étude de $A(h)$ a confirmé qu'il s'agissait bien d'un bruit blanc ; et celle de la répartition probabiliste de $y(h)$ a montré que cette variable suivait une loi Gaussienne (Figure 1.19).

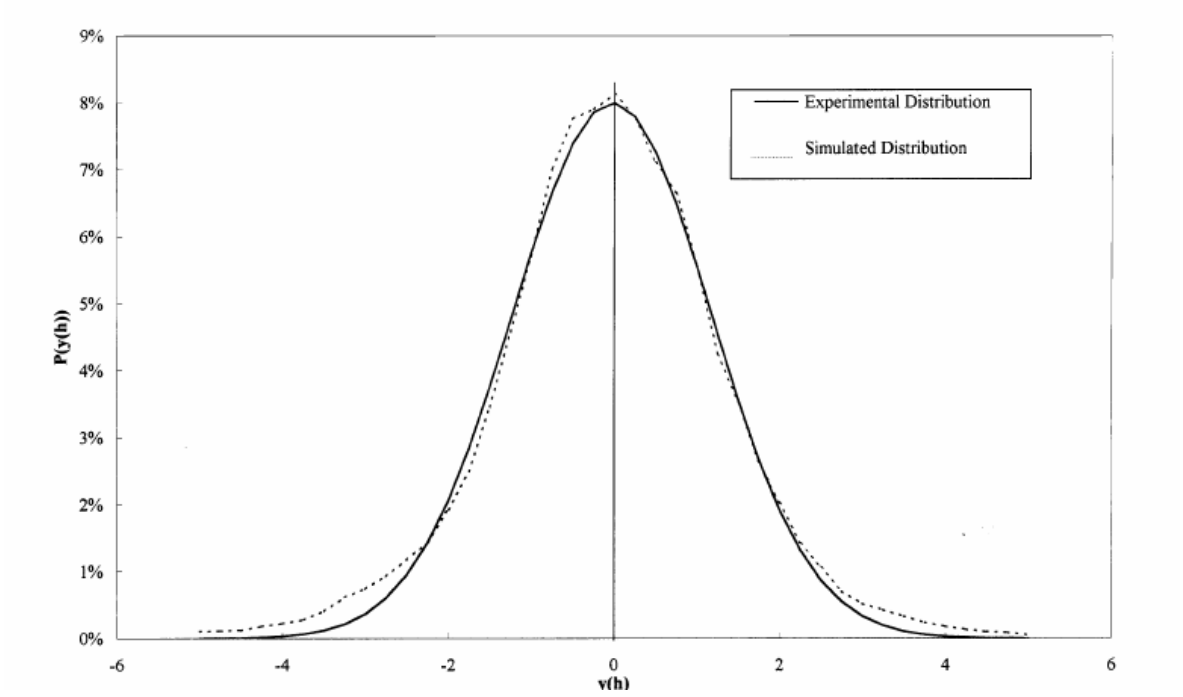


Figure 1.19 - Distribution de Probabilité de la variable y(h) réelle et simulée.

Toutes les propriétés énoncées par Aguiar et Collares Pereira (1992) ont été ainsi confirmées et le simulateur de données horaires a pu alors être mis en œuvre. A partir d'un algorithme calculant

les différents paramètres du modèle et d'un générateur de bruit blanc, nous avons reconstitué des profils journaliers d'irradiation solaire globale horaire. Les différentes étapes sont les suivantes :

(1) Entrée des paramètres : lieu (latitude), jour (déclinaison solaire), heure en temps solaire vrai (angle zénithal) and énergie incidente journalière

(2) Détermination de l'indice de clarté journalier K_T.

(3) Détermination de l'angle zénithal θ_z.

(4) Calcul des paramètres: $M_{Tm}(K_T exp,\theta_z)$, σ ($K_T exp$, θ_z) and $\phi_1(K_T exp)$

(5) Génération d'un bruit blanc $A(h)$.

(6) Détermination de la variable normalisée $y(h) = \phi_1(K_T exp) \times y(h-1) + a(h)$.

(7) Détermination de l'index de clarté horaire simulé $M_T(h)_{sim}$.

(8) Calcule de l'irradiadtion solaire extraterrestre horaire $I_0(h)$ pour obtenir la valeur horaire de l'irradiation $I_{sim}(h)$.

(9) A la fin de la journée, l'indice de clarté journalier simulé K_{Tsim} est calculé et comparé avec celui mesuré K_{Texp} en utilisant un écart Δ = 3 % (Aguiar et Collares-Pereira, 1992b). Quand $|(K_{Texp}-K_{Tsim})|/K_{Texp} > \Delta$, l'algorithme est réitéré à partir de l'étape 3.

A titre d'exemple, nous présentons le résultat d'une simulation à partir d'irradiations journalières mesurées au sol (Figure 1.20), puis estimées à partir d'images satellitaires et du modèle décrit en première partie de ce paragraphe (Figure 1.21).

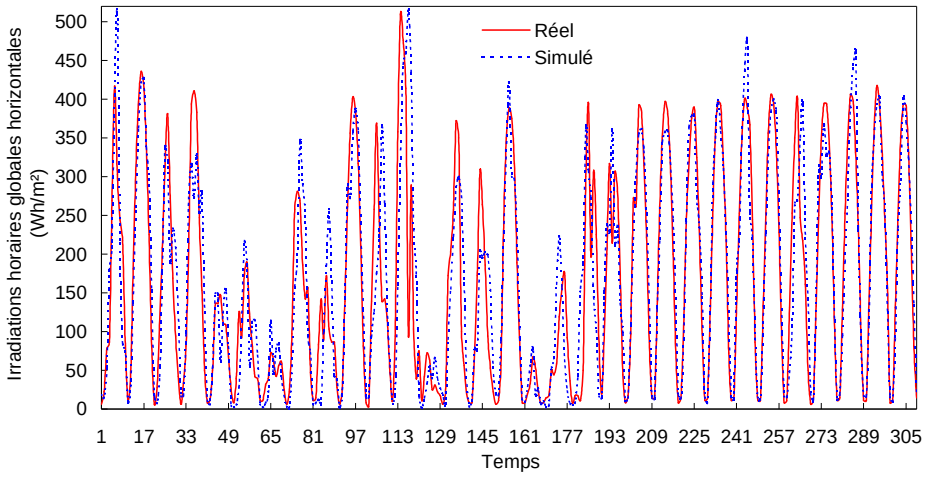


Figure 1.20 – Données réelles et simulées d'irradiations horaires globales horizontales (12/99) sur la base de données mesurées pyranomètriques.

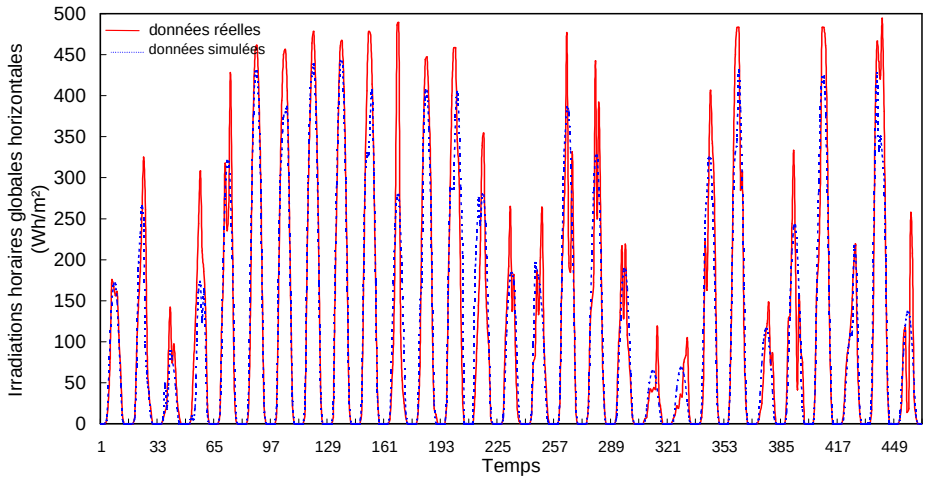


Figure 1.21. – Données réelles et simulées d'irradiations horaires globales horizontales (01/93) sur la base de données satellites.

Les deux étapes ultérieures à savoir le calcul des irradiations horaires globales horizontales par la méthode de Hay et Davies (1980) puis des irradiations horaires globales sur des plans inclinés ont été ajoutées à cette méthode de détermination de I. Nous présentons sur la Figure 1.22 la validation de la méthode en comparant les données mesurées aux données estimées à partir de cette 2ème méthodologie et nous présentons dans le Tableau 1.4 les valeurs des coefficients statistiques obtenus pour une inclinaison de 30°.

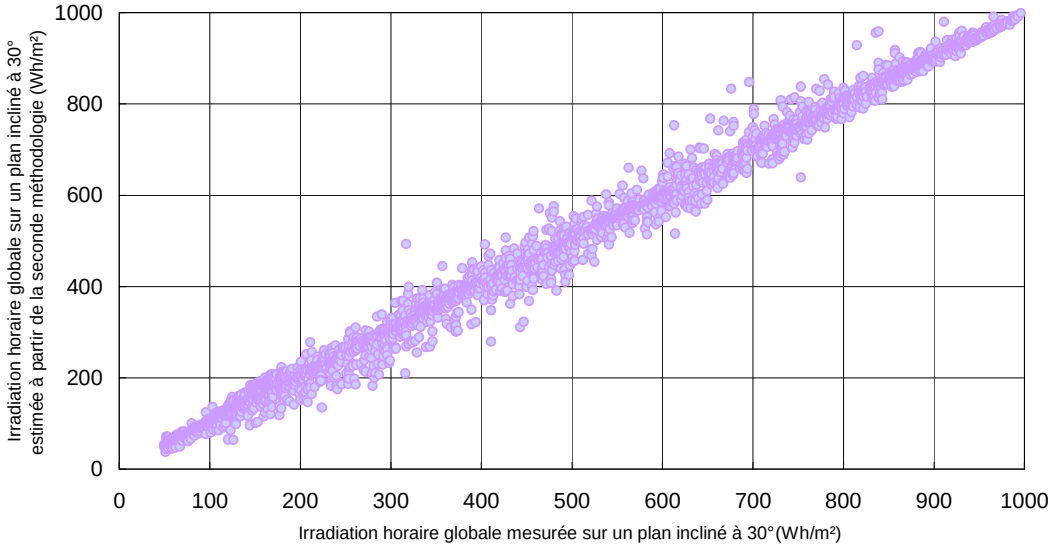


Figure 1.22 – Validation de la 2ème méthodologie.

Inclinaison	EM $Wh.m^{-2}$	EQM $Wh.m^{-2}$	CC
30°	-9,97	29,8	0,993

Tableau 1.4 – Coefficients statistiques pour la 2ème méthodologie complète.

On constate que cette 2ème méthodologie est d'une bien meilleure précision que la première par comparaison des Tableaux 1.3 et 1.4.

La finalité de ce chapitre est de disposer des données d'entrée de notre simulateur de comportement du système photovoltaïque c'est-à-dire d'avoir en notre possession des données horaires de l'irradiation solaire globale sur des plans inclinés. Ainsi, il est possible de déterminer ces données à partir des images satellites en regroupant les méthodologies décrites successivement dans les paragraphes 1.4.1 et 1.4.2. Ne disposant pas des données expérimentales d'irradiation horaire inclinée sur la même période que nos images satellites, nous avons comparé les valeurs horaires calculées à partir des images satellites avec celles calculées à partir des irradiations journalières horizontales auxquels nous avons appliqué la seconde méthodologie. Nous obtenons ainsi la Figure 1.23 et les résultats présentés dans le Tableau 1.5 (sur la base de 2 mois de données).

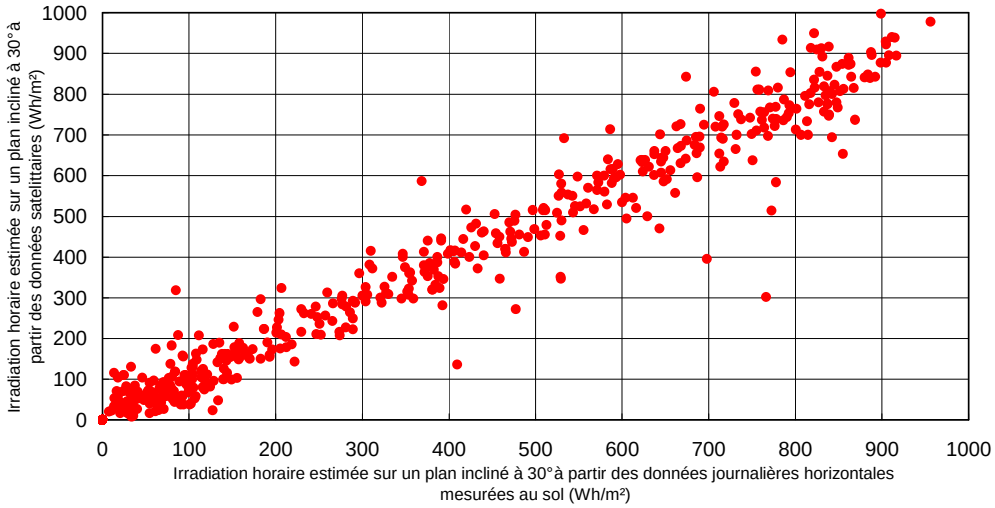


Figure 1.23 – Validation de la méthode d'obtention des données horaires de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné à partir des données du satellite METEOSAT.

Inclinaison	EM $Wh.m^{-2}$	EQM $Wh.m^{-2}$	CC
30°	-1,75	85,4	0,948

Tableau 1.5 – Coefficients statistiques pour la méthode complète.

Les résultats obtenus sont tout à fait satisfaisants et cette méthode pourra être appliquée avec une bonne précision dans le cadre du SIG décrit dans [6.7.1.21. ; 6.7.2.33], car elle permettra en tout lieu géographique de notre zone d'étude d'obtenir les données d'irradiation solaire nécessaires à l'application de notre méthode de dimensionnement ou d'évaluation de potentiel solaire. En effet, même pour des sites distants de seulement quelques kilomètres, la variabilité des données météorologiques peut induire des divergences non négligeables au niveau des caractéristiques du système photovoltaïque ; nous n'en voulons pour preuve que les résultats du dimensionnement réalisé à partir des données pyranomètriques de trois stations Ajaccio, Corte et Bastia (Corte se situant à mi-distance entre Ajaccio et Bastia (environ 50 km en ligne droite)) et de la méthode de dimensionnement qui a été développée par Notton (1992) et Muselli (1998). Les résultats de ces

trois dimensionnements calculés pour une consommation journalière de 1 kWh selon le profil de Type IV présenté sur la Figure 2.45 sont illustrés sur la Figure 1.24.

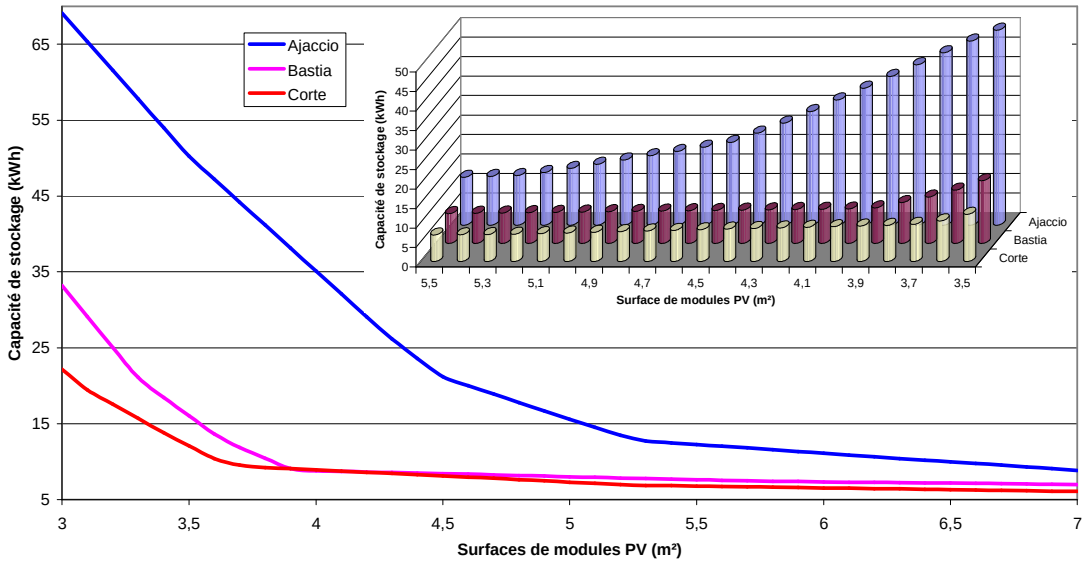


Figure 1.24 – Comparaison des dimensionnements pour un système photovoltaïque installé respectivement à Ajaccio, Corte et Bastia (Profil de consommation type IV).

S'il y a peu de divergence entre les résultats de Bastia et Corte, Ajaccio par contre présente un grand écart par rapport à ces deux villes. Précisons que ce dimensionnement n'a été réalisé ici que sur les 2 ans de données météorologiques disponibles (1991 - 1993) et n'a donc aucune valeur pour le dimensionnement à proprement parler, mais peut-être utilisé qu'en tant que comparaison. Sur cette période, la moyenne annuelle de l'ensoleillement a été de 4,4 kWh/m² pour Ajaccio contre 5,2 kWh/m² pour Bastia ; cet écart de 20 % au niveau des ensoleillements moyens annuels s'est traduit par un écart de 30 à 100 % sur les dimensionnements optimisés (Tableau 1.6).

Inclinaison	30°		45°		60°	
	S (m²)	C(kWh)	S (m²)	C(kWh)	S (m²)	C(kWh)
TYPE I						
Ajaccio	6,5	5,4	6,7	4,0	6,6	4,2
Corte	3,0	8,1	2,7	8,6	2,6	8,8
Bastia	3,2	7,6	2,8	7,9	2,6	8,1
TYPE II						
Ajaccio	4,9	12,1	4,6	12,2	4,6	12,1
Corte	3,5	8,8	3,1	9,4	3,0	9,7
Bastia	3,6	8,6	3,2	8,7	3,0	8,9
TYPE III						
Ajaccio	4,8	11,6	4,5	11,8	4,6	11,4
Corte	3,4	8,4	3,1	8,8	3,0	9,2
Bastia	3,6	8,1	3,2	8,4	3,0	8,7
TYPE IV						
Ajaccio	5,3	12,7	4,9	12,9	4,8	13,0
Corte	3,8	9,2	3,4	9,8	3,2	10,3
Bastia	4,0	8,8	3,5	9,1	3,3	9,3

Tableau 1.6 – Systèmes PV optimisés pour 3 inclinaisons, 3 sites et 4 profils de consommation (1 kWh).

Ces résultats montrent clairement la nécessité de connaître aussi précisément que possible le potentiel du lieu d'implantation choisi et d'utiliser avec précaution les données des stations météorologiques les plus proches. Dans la mise en place du système d'information géographique appliqué à l'étude du potentiel « énergie renouvelable » sur la Corse, ce sont les images satellites qui permettront de dimensionner ces systèmes.

1.5 DETERMINATION DE PROFILS HORAIRES D'ÉCLAIREMENT SOLAIRE GLOBAL. [6.7.1.11]

Dans la plupart des études sur les systèmes énergétiques solaires, il est nécessaire de disposer de données d'irradiations solaires avec un pas de temps plus fin que celui avec lesquels ces grandeurs sont disponibles dans les bases de données habituelles. Ainsi, quand les procédures de simulation nécessitent de connaître l'éclairement solaire, il est souvent supposé, dans un but simplificateur, que celui-ci se répartit de manière constante sur l'heure (les données horaires de l'éclairement solaire étant souvent les seules disponibles) ce qui ne correspond pas à une hypothèse réaliste. Ainsi, nous avons proposé d'étudier trois types de répartition de l'éclairement solaire global sur l'heure et nous les avons testés d'un point de vue des différents paramètres statistiques sur notre site d'expérimentation.

Les trois types de répartition de l'éclairement solaire pendant l'heure sont représentés sur la Figure 1.25 pour deux journées particulières : journée du 02/08/1999 à ciel clair et journée du 02/01/1999 à ciel nuageux.

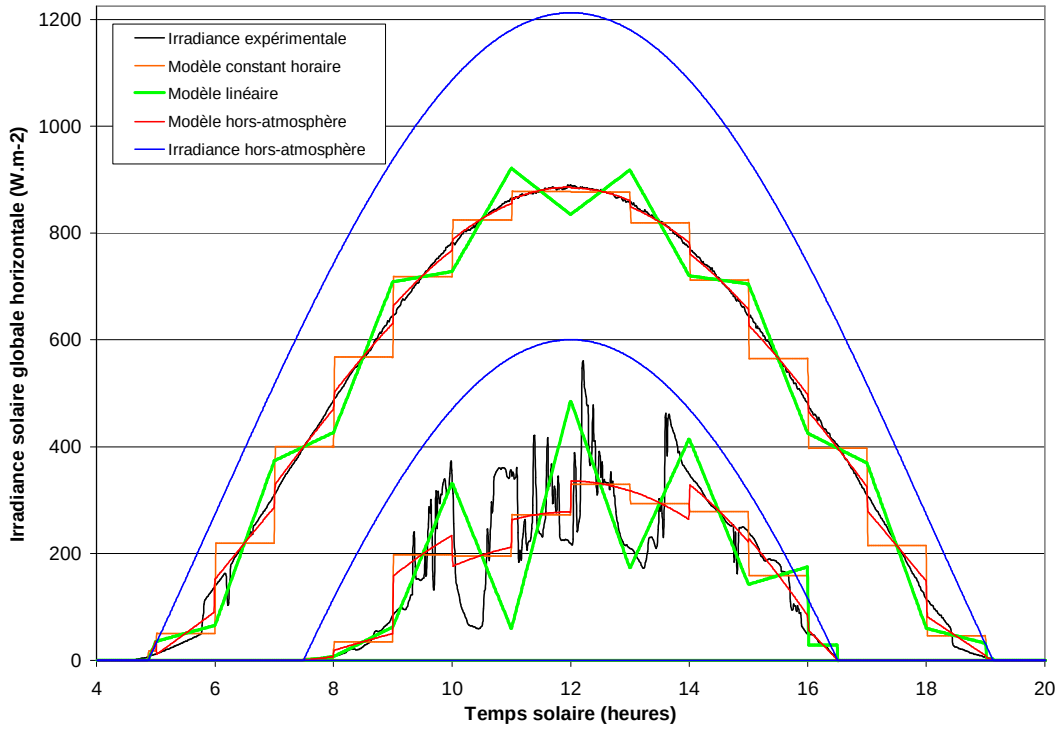


Figure 1.25 – Illustration des trois types de répartition horaire choisis.

Dans le premier modèle, on considère que l'éclairement solaire reste constant du début à la fin de l'heure alors que dans le second, il varie de manière linéaire. Ce second modèle peut prédire des valeurs négatives de l'éclairement pour certaines heures ce qui nous oblige alors à revenir au premier modèle pour cette heure particulière. De plus, comme l'illustre l'exemple de la Figure 1.25, il arrive que les données modélisées et expérimentales varient en sens opposé (par exemple entre 15h et16h le 02/01/1999).

Nous avons donc utilisé un troisième modèle qui utilise un profil correspondant au rayonnement extra-atmosphérique (Iqbal, 1983) présenté sur la Figure 1.25 ; pour chaque heure, nous calculons le facteur de transmittance, rapport entre l'irradiation horaire globale au sol et l'irradiation horaire extra-atmosphérique, nous conservons ainsi le profil d'une journée à ciel clair comme on peut l'observer sur la Figure 1.25 pour la journée du 02/08/1999.

Ces trois modèles ont été comparés sur la base de 3500 données horaires en utilisant cinq paramètres statistiques : l'erreur moyenne (EM), l'erreur quadratique moyenne absolue et relative (EQM et EQMR), le coefficient de corrélation (CC) et le rapport de EQM sur l'irradiation horaire correspondante (RAP).

Les résultats sont présentés dans le Tableau 1.7. On note une nette amélioration de ces coefficients pour les modèles linéaires et extra-atmosphériques par rapport au modèle constant horaire.

Valeur moyenne des	Constant horaire	Linéaire	Extra-atmosphérique
EQMR horaires	43,83%	33,70%	30,48%
RAP horaires	0,2398	0,2257	0,1798
EQM horaires	66,91 $W.m^{-2}$	74,19 $W.m^{-2}$	52,31 $W.m^{-2}$
EM horaires		0,0042 $W.m^{-2}$	-0,00018 $W.m^{-2}$
CC horaires		0,7211	0,7212
Pourcentage de données pour lesquelles ce modèle est le meilleur d'un point de vue de			
EQMR	14,49%	28,42%	57,09%
EQM et RAP	12,46%	27,11%	60,43%
CC		45%	55%

Tableau 1.7 – Comparaison des trois modèles selon divers critères (3500 données)

Selon l'heure, un modèle peut être meilleur qu'un autre selon le profil d'éclairement choisi au cours de cette heure. Nous avons donc cherché à caractériser chaque heure par un paramètre qui puisse tenir compte de la couverture nuageuse et induire le choix d'un modèle plutôt qu'un autre. Pour ce faire, nous avons choisi l'indice de clarté horaire M_T qui permet de quantifier l'aspect perturbé de l'éclairement solaire (Iqbal, 1983 ; Klein, 1977 ; Liu et Jordan, 1960 ; Orgill et Hollands, 1977 ; Spencer, 1982). Les résultats n'ont pas été très satisfaisants car le choix du

meilleur modèle n'est pas clair pour des valeurs de $M_T < 0,45$ comme le montre la Figure 1.26. Cependant, on constate sans hésitation que le modèle extra-atmosphérique est celui qui donne les meilleurs résultats pour des valeurs de $M_T > 0,45$.

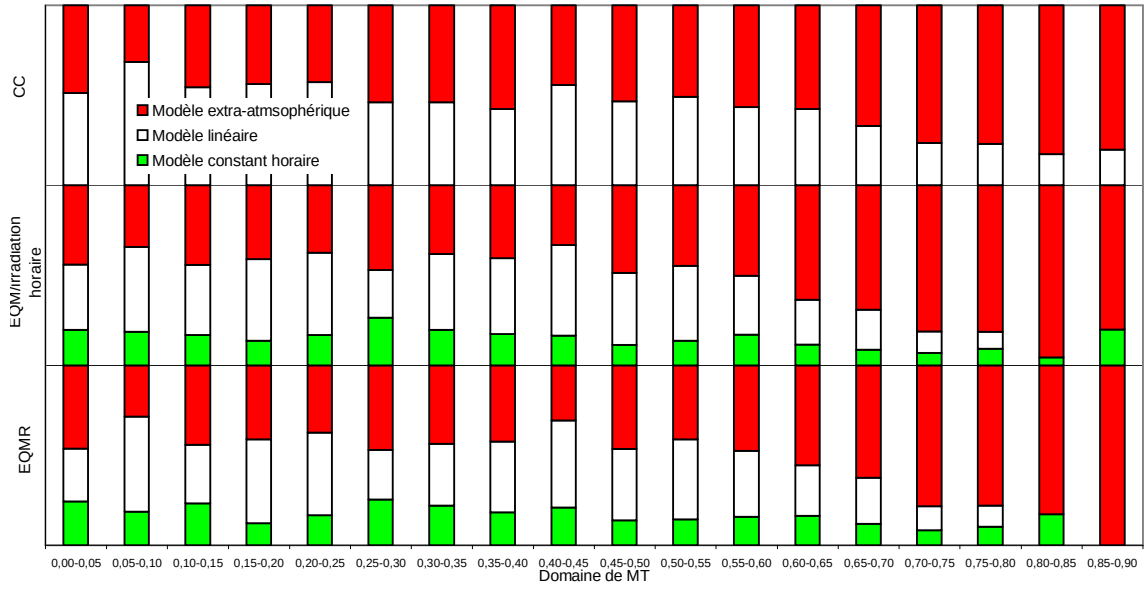


Figure 1.26 – Pourcentage de données par classe de M_T pour lequel le modèle choisi est le meilleur.

A partir de ce travail d'autres études sont envisageables :

- extension à d'autres sites météorologiques ;
- étude similaire sur des données horaires de rayonnement global sur des surfaces inclinées ;
- étude de l'influence du profil choisi sur le dimensionnement d'un système.

1.6 DEVELOPPEMENT DE SIMULATEURS DE RAYONNEMENT SOLAIRE.

Nous avons présenté des méthodes de corrélations pour déterminer des valeurs du rayonnement solaire global, ou mettre en place des profils journaliers horaires basés sur un processus stochastique autorégressif. Nous avons également développé, à partir de méthode stochastique, des outils pour réduire de séries chronologiques sur de longues périodes en année type.

Pour être facilement utilisable, l'énorme volume des données doit être réduit sans aucune perte d'information. Un moyen d'y parvenir est le traitement statistique des données. La génération d'une année type de données synthétiques est une autre possibilité; cette année type représente de façon précise les statistiques réelles de plusieurs années. C'est le but du modèle stochastique qui permet la génération d'une année de référence. Cette procédure rend possible la caractérisation des propriétés de la vitesse du vent d'un site, avec seulement quelques paramètres et fournit un gain de temps à l'utilisateur pour les procédures de calcul. L'étude des systèmes énergétiques nécessite l'usage

d'une base de données météorologiques de référence qui doit donc être à la fois représentative du climat et d'un accès facile pour les utilisateurs (Festa et al., 1988, 1993).

La succession des journées est généralement modélisée soit par une chaîne de Markov soit par un processus de type ARMA (Astier et Duhamel, 1983 ; Boch et al., 1981, Daniel et Chen, 1991, Kamal et Jafri, 1997).

1.6.1 Etude stochastique des irradiations solaires globales horizontales. [6.7.1.20]

Les données météorologiques sont indispensables pour évaluer les effets à long terme des changements climatologiques, et par là même pour étudier le comportement de systèmes de production d'énergie utilisant comme intrant des sources aléatoires (vent, soleil, température). La production issue de ces systèmes peut dépendre du rayonnement solaire, de la température ambiante, de l'humidité, de la vitesse du vent ; variables qui ne sont ni complètement aléatoires, ni totalement déterministes. Elles peuvent être décrites comme des fonctions irrégulières du temps, à la fois à de petites échelles temporelles (horaire, journalière) ou plus longues (saisonnière, annuelle). Le comportement irrégulier de ces paramètres dans le temps complique les analyses des systèmes à sources renouvelables d'énergie.

Une simulation de fonctionnement du système fournira des résultats sur la seule période correspondant aux données disponibles. Il faudrait disposer de suffisamment de données pour la simulation, afin de calculer le comportement moyen du système à long terme. La modélisation de la source énergétique doit être réalisée pour deux raisons essentielles :

- l'évaluation de la productivité des systèmes à moyen et à long terme et
- l'assurance de leur commande et de la gestion

L'utilisation des séquences d'événements climatiques observées fournit uniquement une solution sur une réalisation de processus climatiques. Quel serait le résultat si d'autres séries ayant les mêmes propriétés statistiques que les séries observées étaient utilisées ? Pour répondre à cette interrogation, Richardson (1981) a suggéré de générer des séquences synthétiques de données de climat, basées sur la structure stochastique du processus météorologique.

Beaucoup de travaux ont été réalisés sur l'utilisation des chaînes de Markov pour simuler la distribution statistique de différentes variables météorologiques telles que pression, température vitesse du vent, etc. (Young, 1994 ; Moon et al., 1994). Pour ce qui concerne le rayonnement solaire, plusieurs études ont montré qu'aucune loi de probabilité classique ne permettait de rendre compte de manière fiable des variations d'ensoleillement (Elalaoui, 1990, Aguiar et Collares-

Pereira, 1992 ; Marques, 1982 ; Holland et Huget, 1983 ; Khallat et al., 1986) alors que les modèles de Markov étaient plus adéquats et précis, pour la prévision à la fois du temps (Young, 1994), de la production des capteurs solaires plans (Lameiro et Duff, 1970) ou des systèmes photovoltaïques (Nguyen et Pryor, 1996).

Le dimensionnement correct d'un système photovoltaïque nécessite de connaître les données d'irradiations solaires au pas de temps minimum de l'heure, aussi ce sont ces valeurs horaires de l'irradiation solaire auxquelles nous appliquerons un processus de Markov. Pour ce faire, nous allons procéder en trois étapes :

- classifier les données horaires afin de déterminer les différents états ;
- calculer les différentes probabilités : marginales, conditionnelles, persistance ;
- générer des séries de profils journaliers à partir de ces probabilités et d'un tirage aléatoire.

En fait, comme cela a été déjà le cas dans le paragraphe 1.4.2 et comme le suggère Graham et al. (1987), l'indice de clarté horaire M_T se prête mieux à cette étude.

Considérons maintenant que notre processus puisse prendre un nombre fini d'états. Si $X_n = i$, alors le processus est dans l'état i à l'instant n et on suppose qu'il y a une probabilité conditionnelle p_{ij} pour que ce processus passe à l'état j à l'instant n+1, soit :

$$probabilité\left(X_{n+1} = j \middle/ X_n = i_n, X_{n-1} = i_{n-1}, ..., X_0 = i_0\right) = p_{ij} \tag{1.12}$$

si l'état X_{n+1} ne dépend que de l'état présent X_n et non des états passés $(X_i, i = 0,..., n-1)$ alors ce processus stochastique est dit de Markov d'ordre 1. On détermine ainsi la matrice de transition $TP = \lfloor p_{ij} \rfloor$. Si n_{ij} est le nombre de transitions de l'état i à l'état j alors :

$$p_{ij} = \frac{n_{ij}}{\sum_i n_{ij}} \tag{1.13}$$

De la même manière, on calcule les probabilités marginales correspondant à la probabilité d'avoir un état donné j. Si n_j est le nombre d'états j, la probabilité marginale de l'état j est :

$$p_j = \frac{n_j}{\sum_j n_j} = \frac{\sum_i n_{ij}}{\sum_{i,j} n_{ij}} \tag{1.14}$$

Si l'on définit P_{ij}, comme représentant cette probabilité de transition d'un état « i » vers un état « j », on définit alors : $P = [P_{ij}]$ comme la matrice de probabilité de transition. Une fois que la

matrice de transition est définie, le comportement probabiliste de la variable stochastique peut être décrit mathématiquement, de la manière suivante, soit le vecteur de probabilités d'état :

$$\Pi(n) = [\Pi_1(n), \Pi_2(n),...., \Pi_k(n)\ ] \qquad (1.15)$$

où Π (n) est la probabilité de trouver le système dans l'état « i » du rayonnement solaire, après n intervalles de temps, et k représente le nombre total d'intervalles ou nombre total d'états. On montre que si $\Pi(0)$ est le vecteur décrivant l'état initial, alors :

$$\Pi(n) = \Pi(0) \times P^n \qquad (1.16)$$

La première étape de ce travail a donc consisté à déterminer le nombre d'états utilisés dans le processus de Markov pour représenter le rayonnement solaire global horizontal horaire. Après une analyse effectuée sur la base de 20 ans de valeurs de M_T, 20 états ont été définis avec un pas de 0,05 (Palomo, 1989) obtenant ainsi une matrice de transition de dimension 20 x 20. Le but final est de déterminer I à partir de la classe générée (de 1 à 20). Il faut donc pour chaque classe définie par intervalle en déduire M_T puis I. Mais quel M_T (valeur médiane, moyenne ou centrale sur l'intervalle considérée) ? Une analyse a été réalisée et a montré que la valeur centrale sur l'intervalle était la mieux adaptée et que le nombre d'états choisi (20) conduit de satisfaisants résultats.

L'indice de clarté horaire n'est pas une variable aléatoire stationnaire sur l'année car il est bien connu que sous un climat méditerranéen le temps est « meilleur » en été qu'en hiver ce que se traduit par un pourcentage de M_T plus important dans les grandes classes durant l'été. L'étude de la fluctuation temporelle doit donc être réalisée sur une période suffisamment courte pour que cette évolution climatique soit peu marquée, cela nous a conduits à réaliser cette étude pour chaque mois comme le proposait Gossebaille et al. (1979). Ainsi, les probabilités ont été calculées mois par mois et 12 matrices de transitions ont été créées puis discutées.

Le comportement limite de la Chaîne de Markov est également étudié. Pour cela, on considère la limite : $\lim_{n\to\infty} P^n = Q_l$ appelée limite de la matrice de transition (propriété ergodique des chaines de Markov – Matrice d'équilibre).

On a : $Q_l = [q_{ij}\ ]$ et les expressions suivantes : - $\sum_{j=1}^{k} q_{ij} = 1$

- $q_{1j} = q_{2j} = ... = q_{kj} \qquad \forall$ j = 1, 2, ..., k

Après un grand nombre de transitions, q_j (j = 1, 2, ..., k) représente la probabilité de trouver le système dans l'état « j », c'est-à-dire la probabilité marginale d'existence (ou fonction de densité de probabilité). On peut également considérer qu'il s'agit du temps pendant lequel le système se trouve dans l'état « j » (propriété ergodique d'une chaîne de Markov). Il faut donc déterminer la valeur de n à partir de laquelle les colonnes de la matrice P^n ne varient plus (équilibre) et vérifier ensuite que les valeurs de ces colonnes correspondent aux probabilités marginales (densité de probabilité).

Sur la Figure 1.27 est représentée de façon graphique la MTP pour un mois donné sur Ajaccio. On observe que l'essentiel des transitions s'effectuent sur la diagonale ou à son voisinage.

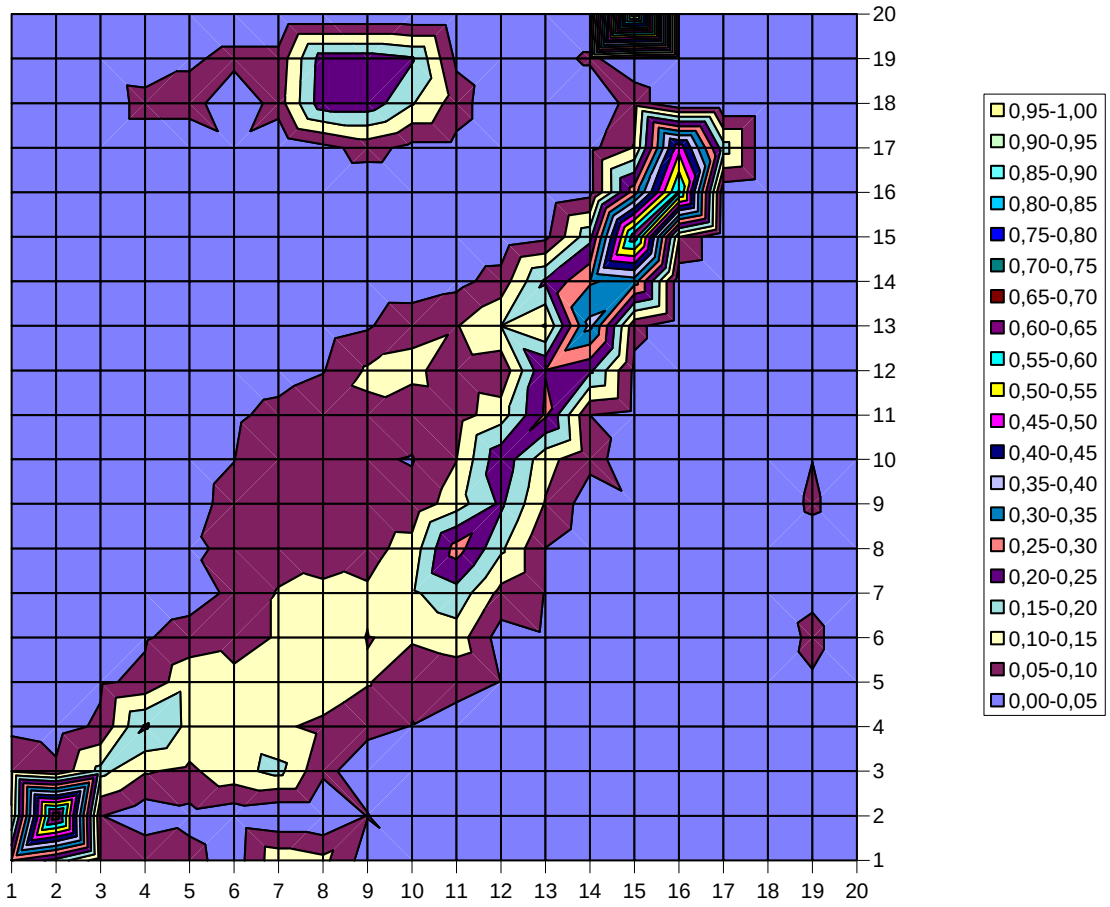


Figure 1.27 - MTP sur Ajaccio du rayonnement solaire global

Après avoir déterminé les valeurs de n qui conduisent à la matrice d'équilibre, nous avons tracé sur la Figure 1.28, les probabilités limites des états en fonction des probabilités marginales expérimentales de ces états. On peut noter une bonne adéquation ce qui confirme que chaque ligne de la matrice de transition limite Q_l donne les probabilités des états. La propriété ergodique de la MTM est ainsi bien illustrée.

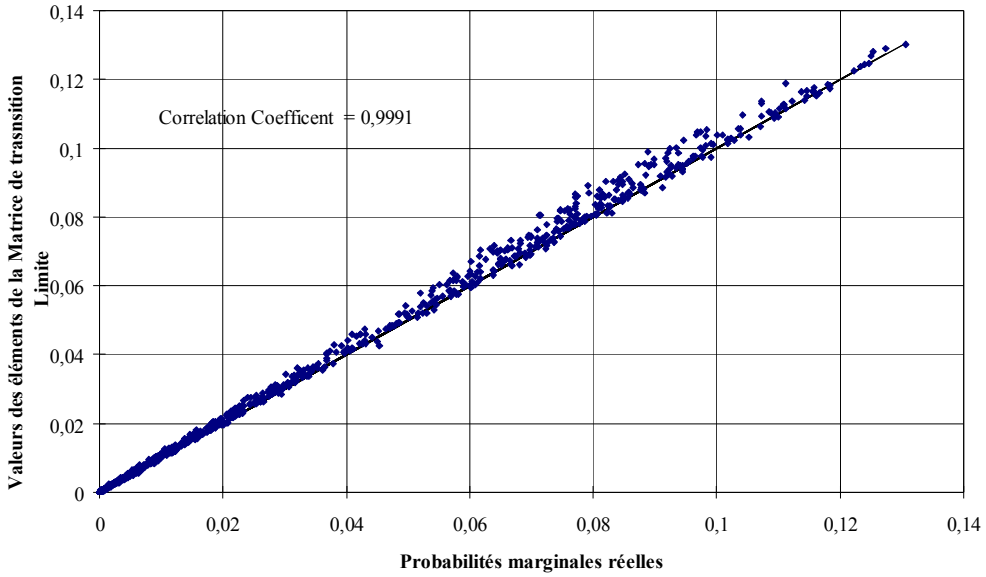


Figure 1.28 - Eléments de la Matrice de Transition Limite en fonction des Probabilités marginales

Il reste à vérifier que ces données suivent bien un processus de Markov du premier ordre. La persistance d'un événement climatique est caractérisée par son coefficient d'autocorrélation (CA). La dépendance (test α) et la stationnarité (test β) des chaînes de Markov représentant les séries de journées ont permis de conclure que ces séries sont des chaînes de Markov du premier ordre.

Si les événements successifs sont dépendants, ils peuvent former une chaîne de Markov du premier ordre. D'après Moon et al. (1994), si les événements successifs sont indépendants, alors la statistique α est distribuée asymptotiquement comme χ^2 avec (m-1) degrés de liberté (DL), où m est le nombre total d'états.

$$\alpha = 2\sum_{i,j}^{m} n_{ij} \ln\left(\frac{P_{ij}}{P_j}\right) \qquad (1.17)$$

Un processus de Markov est stationnaire si ces probabilités de transition sont indépendantes du temps. Un moyen pratique de vérifier cette stationnarité est de diviser la totalité des événements en quelques sous-intervalles et ensuite de calculer et de comparer la matrice de probabilité de transition de chaque sous-intervalle. Pour un processus stationnaire ces matrices devraient être approximativement égales entre elles.

La stationnarité d'un processus de Markov s'analyse par le test statistique β (eq.1.18), où T est le nombre de sous-intervalles et $n_{ij}(t)$ sont les (i,j)ème éléments de la matrice du nombre total de valeurs dans l'état i suivi d'un état j et $p_{ij}(t)$ sont les (i,j)ème éléments de la matrice de probabilité de transition. Si la chaîne de Markov est stationnaire, la statistique β suit une distribution du χ^2 avec N(N-1)(T-1) degrés de liberté.

$$\beta = 2\sum_{t}^{T}\sum_{i,j}^{m} n_{i,j}(t)\times \ln\left[\frac{P_{ij}(t)}{P_{ij}}\right] \qquad (1.18)$$

Les valeurs de α pour un pas de 1 sont supérieures à celle du χ^2 pour un niveau de confiance de 5 % et 361 DL. Ainsi les transitions successives entre les différents états sont indépendantes, et l'indice de clarté horaire possède donc les caractéristiques d'un processus de Markov du 1er ordre.

Pour étudier la stationnarité, nous avons divisé en 5 sous-intervalles de 4 années les données de rayonnement solaire global. Nous avons ensuite calculé les valeurs mensuelles de β qui sont inférieures à la valeur du χ^2 pour un niveau de confiance de 5 % et 1140 DL. Ceci implique donc l'indice de clarté horaire est stationnaire pour chaque mois.

Pour vérifier qu'il n'y a pas d'effet de mémoire d'un jour à l'autre sur les irradiations journalières, le coefficient d'autocorrélation des indices de clarté journaliers entre les jours j et (j+p) avec p variant de 1 à 4 a été calculé pour chaque mois. Ce coefficient est relativement faible pour j+1 (< 0,3) et diminue rapidement avec le nombre de jours ; ce résultat confirme que l'on peut négliger les effets de mémoire d'un jour à l'autre. Il restait à vérifier que l'indice de clarté horaire ne dépendait que de celui de l'heure précédente afin de confirmer le choix d'un processus du 1er ordre. Le coefficient d'autocorrélation (CA) des indices de clarté horaires a donc été calculé entre les heures h et (h+p) pour p variant de 1 à 3 (Figure 1.29).

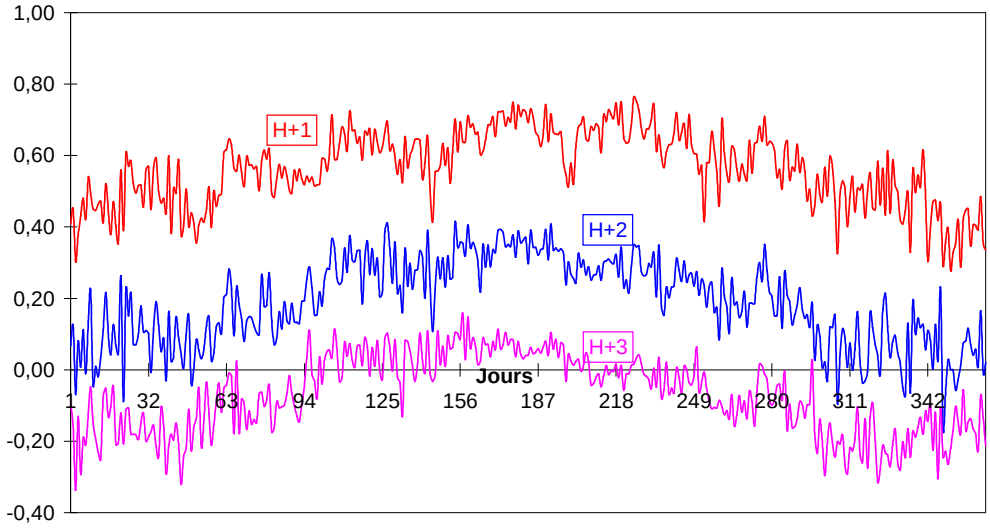


Figure 1.29 – Coefficient d'auto-corrélation horaire de l'indice de clarté horaire

Il est clair que les valeurs de CA pour p = 1 sont élevées alors que celles pour p = 2 et p = 3 sont faibles ce qui confirme que les transitions des indices de clartés horaires ont les propriétés d'une chaîne de Markov d'ordre 1 (processus homogène et stationnaire, à l'échelle du mois).

Pour un état donné, la diagonale de la matrice de transition donne la persistance d'un état et peut être utilisée pour calculer la probabilité d'avoir une longueur de séquence d'heures de même classe. Galloy et al. (1981) ont montré que cette probabilité pouvait être modélisée par une loi binomiale négative translatée (BNT) définie à partir de deux paramètres s'exprimant en fonction de la durée de moyenne des séquences et de leur variance.

$$P_{SNB}(l) = \frac{1}{(1+d)^{h/d}} \times \frac{(h/d)_{(l-1)}}{(l-1)!} \times \frac{d^{(l-1)}}{(1+d)^{(l-1)}} \tag{1.19}$$

Où - $(l \geq 1)$ est la longueur d'une séquence homogène pour un état donné

- h et d > 0

- si l = 1 alors $(h/d)_{(l-1)} = 1$

- si l > 1 alors $(h/d)_{(l-1)} = \prod_{p=0}^{l-1}\left(\frac{h}{d} + p\right)$

Les paramètres h et d sont reliés à la moyenne et à la variance des longueurs de séquence homogène par :

$$h = m - 1$$

$$d = (\sigma^2 / h) - 1$$

Les deux paramètres caractérisant la BNT ont donc été calculés pour chaque mois et chaque état. La validité de cette loi appliquée au rayonnement solaire global horaire est présentée de façon plus détaillée dans l'article correspondant [6.7.1.20]. Comme nous pouvons le constater, à titre d'exemple pour une classe et un mois, sur la Figure 1.30.

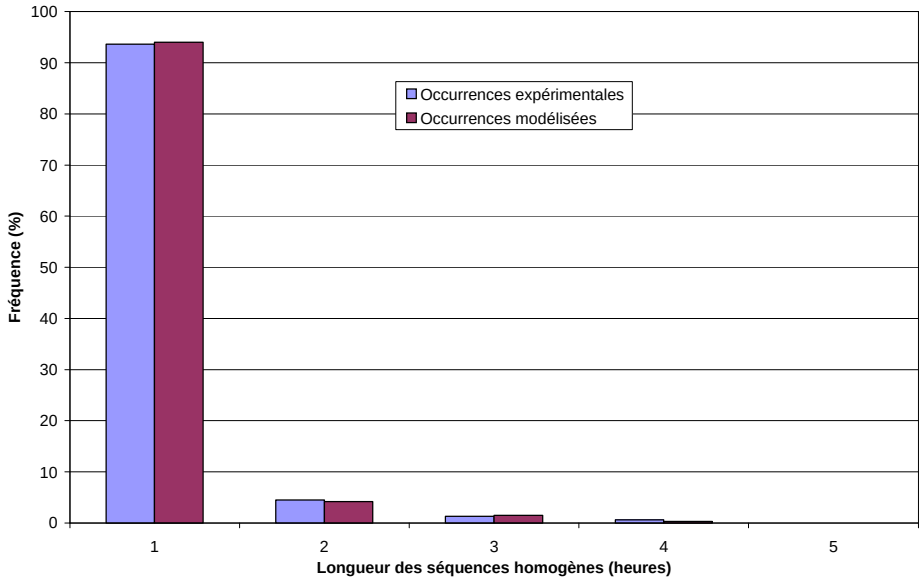


Figure 1.30 – Occurrences de séquences homogènes expérimentales et modélisées par une loi BNT.

Les différentes probabilités ayant été calculées et confirmées, le simulateur de données horaires de rayonnement global peut être mis en œuvre (Marques, 1982 ; Palomo, 1989 ; Aguiar et al., 1988). Il permettra de générer des séquences multiples et de longueurs variables sur la base de la double propriété démontrée : la succession des types d'heures climatologiques suit un processus de Markov d'ordre 1 et les séquences horaires de même classe (persistance) suivent une loi BNT.

La simulation commence chaque jour d'un mois donné au lever du soleil avec un état i, donc une valeur de M_T et une irradiation horaire I. Cet état pour la première heure est obtenu par la procédure suivante :

- un nombre ε entre 0 et 1 est choisi aléatoirement ;
- les probabilités marginales du mois considéré (p_1, p_2, …, p_i) sont additionnées jusqu'à ce que leur somme soit supérieure à ε : $\varepsilon \leq \sum_{x=1}^{i} p_x$, l'état de cette heure est alors i.

Pour la seconde heure, une autre procédure est appliquée :

- un nombre ε' entre 0 et 1 est choisi aléatoirement ;
- les probabilités conditionnelles du mois considéré (p_{i1}, p_{i2}, …, p_{in}) sont additionnées jusqu'à ce que $\varepsilon' \leq \sum_{x=1}^{j} p_{ix}$, l'état de cette heure est alors j.

La procédure se répète pour toutes les heures jusqu'au coucher du soleil. Cependant, si deux heures consécutives appartiennent au même état k, on considère alors qu'une séquence d'heures avec le même état k commence et on applique la procédure basée sur la loi BNT :

- un nombre ε'' entre 0 et 1 est tiré aléatoirement ;
- les probabilités de persistance du mois considéré sont additionnées jusqu'à ce que $\varepsilon'' \leq \sum_{x=1}^{L} p_{BNT}(x/k)$, alors la longueur de la séquence est L et les heures (h-1) à (h-1+L) appartiennent à la classe k.

Ce simulateur a donc été utilisé sur une période de 20 ans et les résultats obtenus ont été comparés aux valeurs expérimentales. Pour ce qui est des indices de clarté horaires, leur distribution en classes est présentée sur la Figure 1.31 (CC = 0,9857, EQM < 0,01).

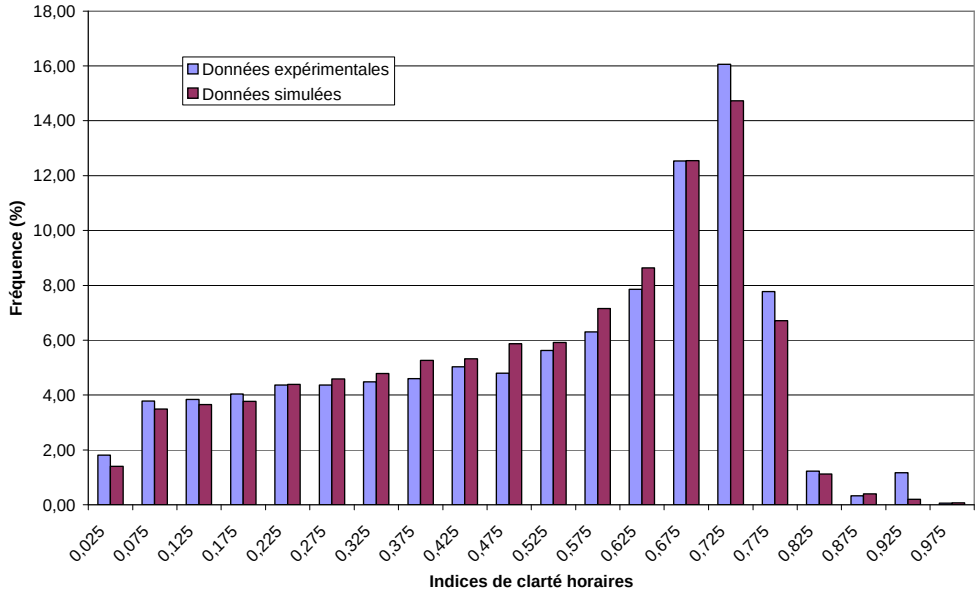


Figure 1.31 – Comparaison de la distribution des indices de clarté horaires expérimentaux et simulés.

De même, la répartition en classes de l'énergie horaire, en utilisant la valeur centrale de l'indice de clarté (comme cela a été précisé plus haut) est présentée sur la Figure 1.32.

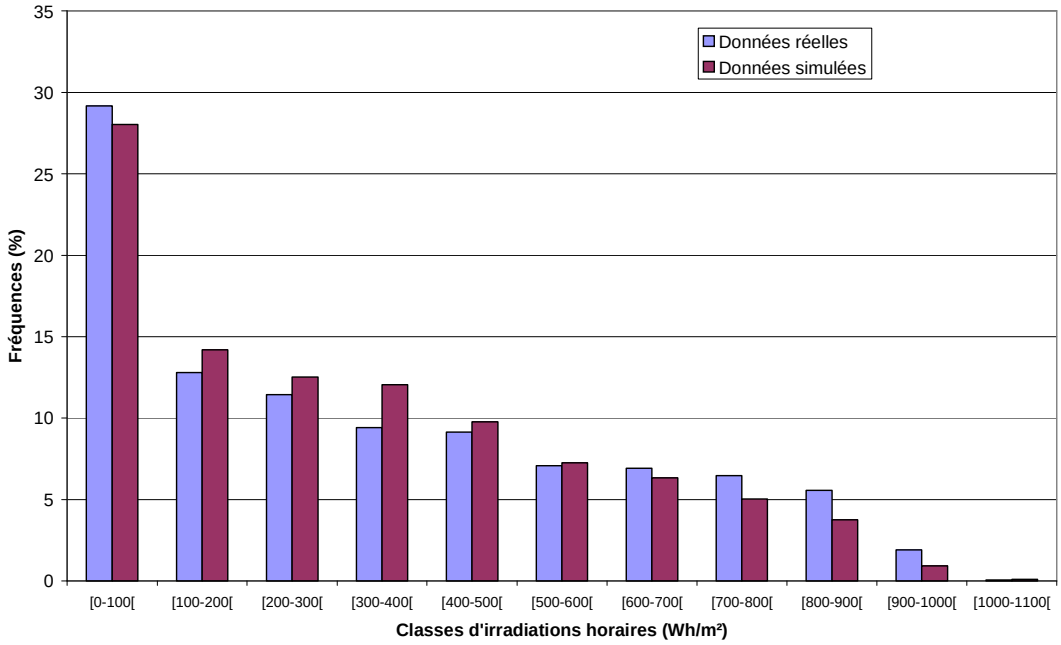


Figure 1.32 - Comparaison de la distribution des irradiations horaires expérimentales et simulées.

Pour juger de la précision de cette méthode, les différentes erreurs et le coefficient de corrélation ont été calculés à la fois pour les probabilités marginales et conditionnelles, les énergies journalières ainsi que le coefficient d'autocorrélation (CA) pour h + 1 et h + 2 (Tableau 1.8) entre les données réelles et simulées.

	CC	EM	EMR (%)	EQM	EQMR (%)
Probabilités marginales et conditionnelles	0,969	0,003	8,7	0,04	16
Energie journalière	0,969	290 Wh/m²	4,5	580 Wh/m²	14
ACF	0,976	0,07	5	0,10	12

Tableau 1.8 – Paramètres statistiques.

Au vu de ces résultats, il semble que ce simulateur conserve de manière satisfaisante les propriétés probabilistes de la distribution des irradiations solaires horaires sur des plans horizontaux. Nous proposons d'utiliser lors de prochains travaux ce simulateur en entrée de notre modélisation des systèmes photovoltaïques et de comparer le dimensionnement obtenu à partir de données d'irradiation mesurées et celles générées par ce simulateur.

1.6.2 Classification en journées types des irradiations solaires globales et générateur de séries de « journées types » [6.7.1.17 ; 6.7.1.14]

Les techniques de classification développées pour l'irradiation directe, de génération de données synthétiques ont été transposées de manière simultanée pour faire apparaître des classes de journées d'irradiation globale.

La première partie consiste à utiliser une méthodologie de classification basée sur l'agrégation de Ward et utilisant des paramètres discriminants simples déterminés à partir de l'indice de clarté horaire M_T ainsi qu'une analyse factorielle discriminante qui permettra de déterminer un nombre de classes représentatives de conditions météorologiques particulières [6.7.1.17]. Dans une seconde partie [6.7.1.14 ; 6.7.2.23], un modèle de Markov d'ordre 1 (déjà décrit dans le paragraphe 1.5.1) permettra de créer un simulateur de séquences météorologiques.

Les paramètres discriminants sont les suivants :

- l'indice de clarté horaire $M_T(h)$ et journalier $K_T(j)$ définis dans les paragraphes 1.4.1. et 1.4.2.
- l'intégrale du profil de l'indice de clarté horaire S2 qui caractérise l'état de perturbation de l'irradiation globale au cours de la journée :

$$S2 = \sum_h \left[M_T(h+2) - (2 \times M_T(h+1)) + M_T(h) \right]^2$$

- l'indice de clarté moyen mensuel pour un mois donné m : $\overline{M_{T,m}}$. Le paramètre discriminant SI représente le nombre d'heures pour un jour donné où l'indice de clarté horaire M_T est inférieur à $\overline{M_{T,m}}$.

Différents critères peuvent être utilisés pour construire la classification. Le critère que nous avons retenu est celui de l'Agrégation de Ward (Roux, 1985) i.e. un critère d'agrégation selon l'inertie en utilisant une distance Euclidienne ; ce critère revient à minimiser l'inertie intra-classes ou encore à maximiser l'inertie interclasse. Cela permet de représenter l'homogénéité d'un groupe et les différences entre les groupes. La méthode a été appliquée à deux sites distants d'une dizaine de kilomètres (laboratoire de Vignola et station météorologique de Campo del Oro) et pour quatre inclinaisons de capteurs (0°, 30°, 45° et 60°). A titre d'exemple, l'application de cette procédure pour le mois de Janvier a donné le dendrogramme de la Figure 1.33.

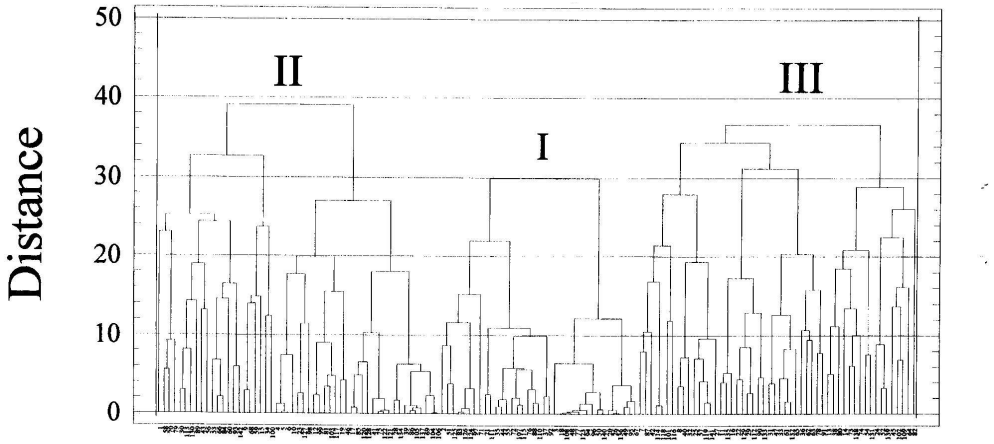


Figure 1.33 – Exemple d'application de la méthode d'agrégation de Ward (mois de Janvier, inclinaison de 30°, station Campo del Oro).

Le dendogramme a mis en évidence l'existence de 3 classes (Figure 1.34) et l'analyse discriminante qui lui a été adjointe a permis de conforter ce résultat. Cette classification en trois types présente, quels que soient le site et l'inclinaison, le meilleur pourcentage d'événements classés. Les classes peuvent être définies de la manière suivante :

- Type I : ciel clair ;
- Type II : ciel partiellement nuageux ;
- Type III : ciel opaque.

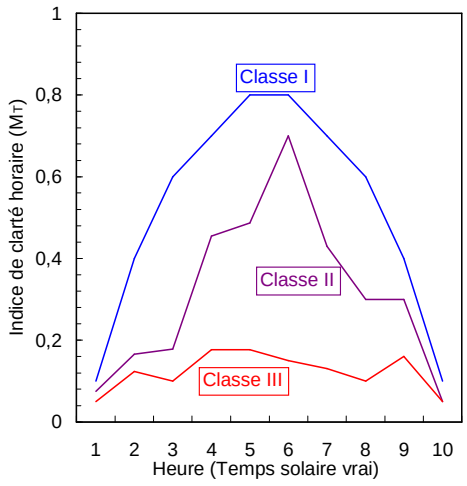


Figure 1.34 – Représentation schématique des journées types.

Chaque classe présente des moyennes distinctes et des écart-types faibles et caractérise un type d'informations météorologiques bien défini. La comparaison des deux stations est impossible car les échelles pour chaque paramètre dans chacune des classes sont différentes selon la station de mesure. Les moyennes et les déviations standards pour les 10 valeurs de M_T qui définissent la journée type sont parfois très différentes (plus d'un facteur 2) comme l'illustre la Figure 1.35 où sont représentés les trois types de journée pour les deux sites (inclinaison 60°) à partir de la valeur moyenne et de l'écart type pour chaque indice de clarté horaire M_T.

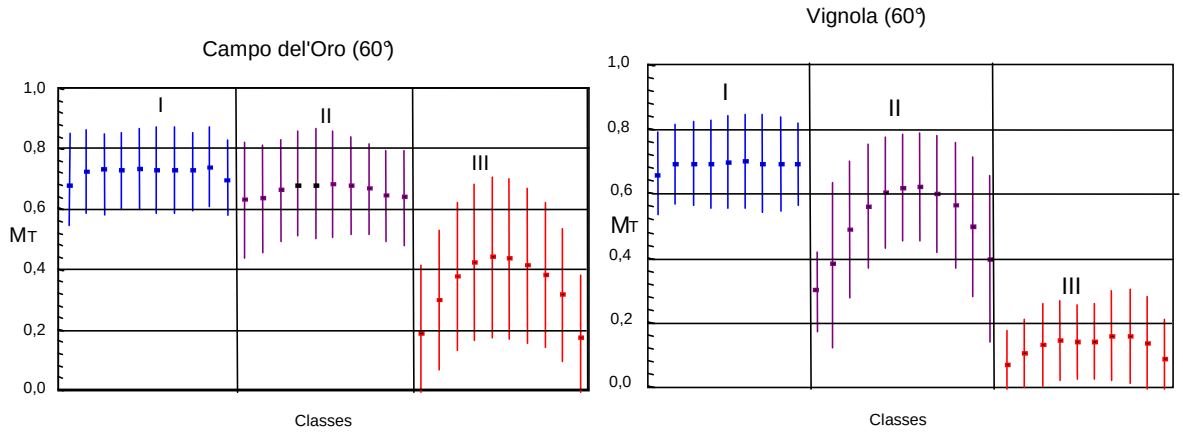


Figure 1.35 – Description des classes pour les deux sites et une inclinaison de 60°.

Ainsi, pour deux sites très proches soumis au même climat, les caractéristiques statistiques de l'irradiation globale sont différentes comme cela avait déjà été constaté lors de l'étude du corrélogramme spatiale au paragraphe 1.4.1 et qui nous avait conduits alors à utiliser des images satellites pour déterminer le potentiel solaire d'un lieu donné.

La seconde partie de ce travail qui a fait l'objet d'une autre publication [6.7.1.14] est de générer des séquences de types de journées à partir d'un modèle de Markov d'ordre 1 de manière similaire à celle présentée dans le paragraphe 1.5.1 avec cette fois la variable X_n pouvant prendre les valeurs 1, 2 ou 3.

Après avoir vérifié la dépendance et la stationnarité de la chaîne de Markov du premier ordre, nous avons comparé pour chaque angle et chaque site, une séquence simulée de classes journalières d'irradiation avec les données expérimentales. La Figure 1.36 présente les probabilités marginales expérimentales et simulées.

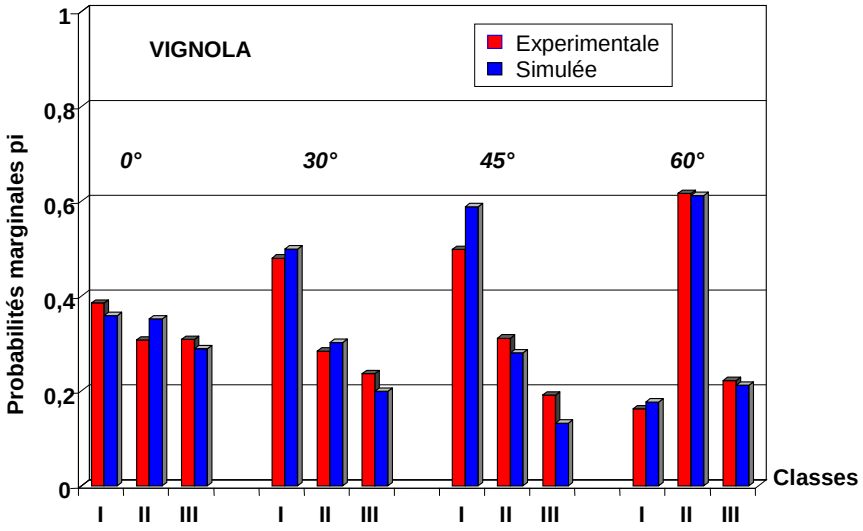


Figure 1.36 – Probabilités marginales expérimentales et simulées pour le site de Vignola.

Quant aux probabilités conditionnelles, elles ont été calculées et comparées aux valeurs expérimentales, l'erreur quadratique moyenne EQM est toujours inférieure à 0,06 et le coefficient de corrélation CC toujours supérieur à 0,961 quels que soient le site et l'inclinaison du capteur ce qui est tout à fait satisfaisant.

Enfin, nous avons vérifié si la méthodologie utilisée permettait de conserver les propriétés statistiques de l'irradiation globale en calculant l'énergie solaire reçue sur la période complète (soient 1448 jours) de trois manières :

- à partir des données expérimentales de H ;
- à partir des séquences expérimentales de « journées types » déterminées par l'Agrégation de Ward et l'analyse discriminante ;
- à partir des séquences simulées de « journées types » par le processus de Markov.

Dans les deux derniers cas, l'énergie journalière a été calculée à partir de la relation $H = H_0 \times \overline{K_{T,C}}$ avec H_0 l'énergie journalière hors atmosphère et $\overline{K_{T,C}}$ l'indice de clarté moyen d'une journée de type C à laquelle appartient la journée considérée. Les résultats obtenus sont présentées sur la Figure 1.37.

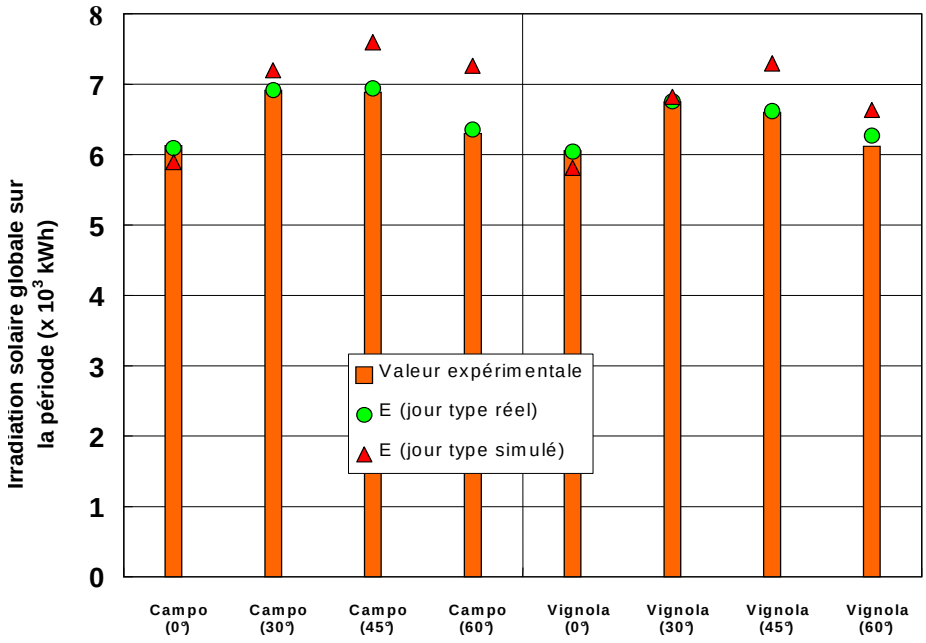


Figure 1.37 – Irradiation solaire sur 1448 jours.

Nous constatons que les irradiations calculées grâce, d'une part à la classification en journées types par l'agrégation de Ward couplée à une analyse discriminante, et d'autre part au simulateur de séquences météorologiques sur la base d'un modèle de Markov d'ordre 1, sont en bonne adéquation avec la réalité expérimentale.

Nos travaux de recherches ayant pris également une orientation vers l'énergie éolienne, nous nous sommes également intéressés à l'analyse stochastique des vitesses de vent ainsi qu'à la mise en place de générateurs de données et de techniques de prévision.

1.7 ANALYSE STOCHASTIQUE DES VITESSES DE VENT

Le vent est un phénomène très instable qui ne peut être totalement décrit par une distribution de probabilité, aussi perfectionnée soit-elle. En effet, la vitesse du vent à un instant donné est corrélée avec les vitesses du vent aux instants précédents. Par conséquent, toute représentation mathématique du phénomène éolien se doit d'intégrer ces autocorrélations d'une manière ou d'une autre.

Les modèles simulant les vitesses de vent doivent être fiables. Il faut donc nécessairement disposer de longues séries de données sur le site d'exploitation afin de calculer au mieux les paramètres de ces modèles.

1.7.1 Modélisation et simulation par des processus stochastiques [6.7.1.10 ; 6.7.1.15 ; 6.7.2.27].

Les systèmes de conversion d'énergie du vent (systèmes éoliens) ont la capacité d'être utilisés comme source d'alimentation sur un réseau électrique (Daniel et Chen, 1991 ; Nfaoui et al., 1996). Les installations « classiques » nécessitent approximativement un temps de démarrage de 15 - 20 minutes ; si les systèmes éoliens doivent être utilisés comme source parallèle de soutien de puissance pour un réseau électrique, un modèle statistique s'avère nécessaire pour déterminer la puissance du système éolien quelques heures à l'avance, afin de prévoir la mise en marche des installations « classiques » (Balouktsis et al., 1986).

Une méthode de prévision de puissance du vent quelques heures à l'avance est donc nécessaire si l'on veut pouvoir « contrôler » et prévoir la production d'une ou plusieurs éoliennes en un site donné.

Comme nous l'avons déjà dit, le vent est un phénomène très instable ne pouvant être complètement décrit par n'importe quelle distribution de probabilité, aussi sophistiquée soit elle, puisque la vitesse du vent à toute heure est corrélée avec la vitesse du vent aux heures précédentes. Par conséquent, toute ''mathématisation'' du phénomène éolien qui tente de représenter plus que l'espace des événements de cette variable aléatoire se doit d'intégrer ces autocorrélations d'une manière ou d'une autre.

Nous avons donc développé des outils de simulation et de prédiction de vitesse de vent sur les deux modèles mathématiques stochastiques les plus couramment utilisés, à savoir les chaînes de markov (Kirchoff et al., 1988 ; Kaminsky et al., 1990a) et les processus autorégressifs (Nfaoui et al., 1996 ; Baloktsis et al., 1986).

Nous avons utilisé des données de vitesse de vent tri-horaire sur les sites d'Ersa pendant 31 ans (1962-1992), de Pertusato sur 29 ans (1962-1990) et de Figari sur 12 ans (1980-1991). Ces données ont été obtenues à partir du service climatologie de METEO – France (figure 1.38).

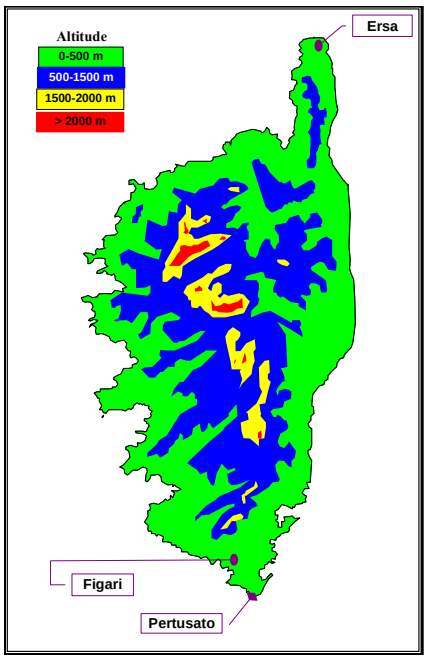


Figure 1.38 – Situation géographiques des sites de mesures de vent.

1.7.2 Le processus autorégressif [6.7.1.10]

La première approche est basée sur le modèle de Box-Jenkins pour simuler des séries chronologiques de vitesse de vent. Nous proposons une méthodologie de modélisation de type auto-régressif (AR). Les données ont besoin d'être tout d'abord transformées pour rendre leur distribution approximativement gaussienne et normalisées pour enlever la non-stationnarité journalière (Festa et Ratto, 1993) ; ensuite un critère de choix est utilisé pour choisir le processus d'ARMA le plus approprié. Selon la littérature (Balouktsis et al, 1986 ; Brun et al, 1984 ; Daniel et Chen, 1991, Nfaoui et al, 1996), la non-stationnarité saisonnière est enlevée en adaptant le modèle chaque mois. Le modèle Autorégressif a été utilisé avec succès par la compagnie électrique 'Hydro – Québec', dans un simulateur informatique qui estime l'impact économique de turbines éoliennes sur un système de puissance.

Les modules de type ARMA sont donc fondés sur l'hypothèse que la série chronologique que l'on cherche à reproduire est stationnaire et gaussienne. En pratique, cette hypothèse est trop restrictive, et n'est pas vraie dans le cas des vitesses de vent. Il faut donc mettre en œuvre une technique de stationnarisation. L'approche pour rendre la variable gaussienne est basée sur la méthode statistique du Skewness (Balouktsis et al, 1986) qui est basée sur une transformation puissance de la variable V (h,j,m,a). Pour un mois donné m, on calcule la variable $S_x(m)$, à partir de V^x, de $\overline{V_x'}(m)$ la moyenne mensuelle et de $\sigma_x'(m)$ la déviation standard mensuelle de $V^x(h,j,m,a)$ à l'aide de :

$$S_x(m) = \sum_{a=1}^{A} \sum_{j=1}^{M} \sum_{h=1}^{J} \left(\frac{V^x(h,j,m,a) - \overline{V_x}'(m)}{\sigma_x'(m)} \right)^3 / JMA \qquad (1.20)$$

La méthode statistique du Skewness exige la transformation des données en utilisant plusieurs valeurs de x. $S_x(m)$ prend une valeur nulle quand la distribution est complètement symétrique (Blanchard et Desrochers, 1984). Les valeurs de x sont déterminées à partir de l'équation de Dubey et de la méthode du skewness (Dubey, 1967 ; Balouktsis et al, 1986). Les valeurs les plus proches de 1 se produisent en juillet ou juin, qui signifie que selon les sites, les distributions de données de vitesse de vent sont plus proches d'une distribution gaussienne durant ces mois.

La non-stationnarité journalière est supprimée en soustrayant aux valeurs de V^x sa valeur moyenne et en divisant par l'écart-type. Nous présentons les distributions de probabilité de la variable transformée et normalisée sur la Figure 1.39 pour le site sur Figari sur toutes les années. Les diverses étapes de la transformation ont donc permis de passer d'une variable dont la loi de probabilité est une loi classique en une variable de type gaussienne, de moyenne nulle et d'écart-type voisin de 1.

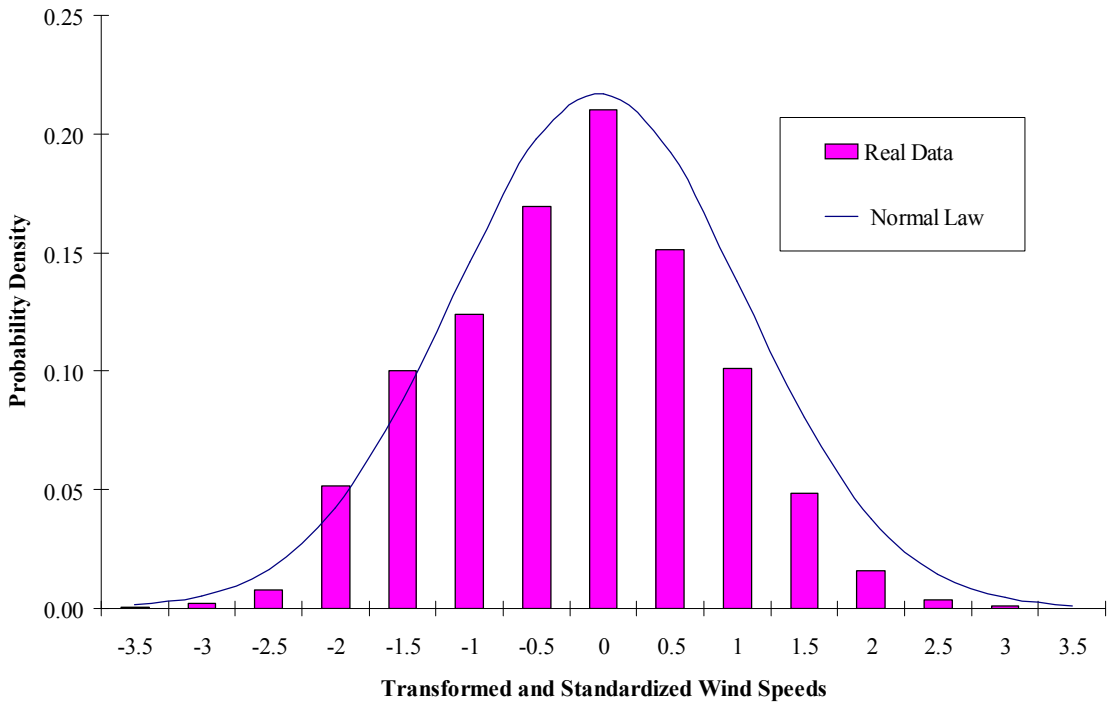


Figure 1.39. - Densité de probabilité de la variable transformée standardisée à Figari

Bien que des études précédentes sur les séries de vitesses de vent aient été réalisées sur une base saisonnière (Brown et al, 1984 ; Daniel et Chen, 1991) ou sur une base annuelle (Blanchard et Desrochers, 1984), le choix du mois est le plus représentatif. Nous avons donc choisi de segmenter l'année dans des périodes mensuelles pour des raisons pratiques. D'abord, la plupart du calcul de

conception de système de vent est exécuté sur une base mensuelle. En second lieu, nous préférons une échelle de temps suffisamment courte sur laquelle nous pouvons considérer que le vent a un comportement relativement homogène. Un tel procédé a été également employé pour l'analyse d'autres variables météorologiques. La non-stationnarité est supprimée en adaptant un modèle séparé pour chaque mois.

Après avoir transformé la variable de base afin de pouvoir utiliser un processus AR, il faut en déterminer son ordre. Pour cela, le calcul des coefficients mensuels d'autocorrélation (ACF) $r_k(m)$, et des coefficients partiels (PACF) $\varphi_k(m)$ sont déterminés pour des décalages k et le tracé de ces courbes permet de déterminer les ordres p et q du processus ARMA (Figure 1.40).

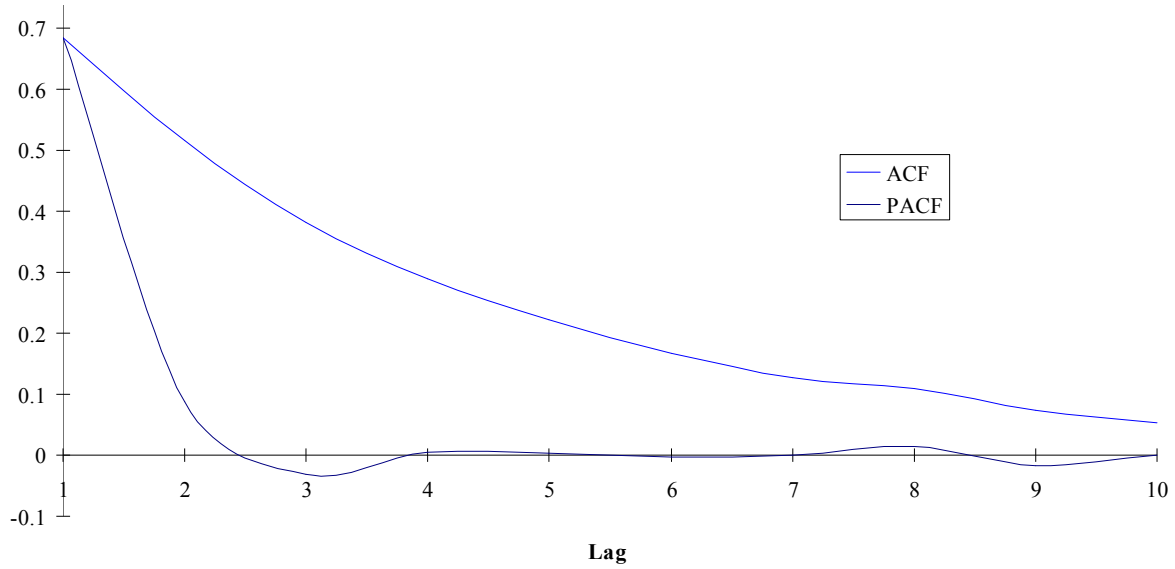


Figure 1.40 - ACF et PACF mois de Mai - Figari

Les courbes représentant le coefficient d'autocorrélation en fonction de k montrent une lente décroissance exponentielle sur un intervalle de 8 tri-heure, qui indique une importante stabilité de la variable. La courbe donnant la fonction d'autocorrélation partielle indique que le processus AR est un processus d'ordre 2. En effet, au delà de ce pas de temps, la fonction s'annule et fluctue ensuite autour de faibles valeurs. Le choix de cet ordre est validé par l'utilisation de deux procédures quantitatives comme le Critère d'Information Bayesien (BIC) étudié par Schwarz (1978) et le Critère d'Information d'Akaike (AIC) de Akaike (1974). Le Critère d'Information Bayesien est une formulation mathématique qui considère le principe de parcimonie du modèle construit. Il se calcule pour divers ordres p du processus BIC(p). Le meilleur choix de p est la valeur qui minimise la quantité :

$$BIC(p) = (JMA)\ln(\sigma_a^2(p)) + T\ln(JMA)$$

Avec σ_a^2 : variance des résidus et T: nombre total de paramètres estimés.

AIC est un critère de sélection donné par : $AIC(p) = (JMA)\ln(\sigma_a^2(p)) + 2T$

L'analyse des valeurs de ces critères montre qu'il est opportun de choisir un modèle de type AR(2). En effet, en accord avec ces deux tests, 75 % des cas sont des processus auto-régressif d'ordre 2.

Le modèle étant spécifié, un contrôle doit être réalisé pour évaluer si les hypothèses de base sont correctes. Une analyse quantitative peut être faite sur les résidus générés par le modèle. Si le modèle déterminé avec la méthode précédente convient, les autocorrélations des résidus doivent être décorrélées et normalement distribuées avec une moyenne nulle. Les 50 premières autocorrélations des résidus sont normalement comprises dans un intervalle de confiance donné (Mélard, 1990). Si l'hypothèse de normalité est justifiée, alors 95 % des fonctions d'autocorrélation des résidus se situent dans cet intervalle de confiance. Ceci est vérifié pour tous les mois. Nous avons tracé les histogrammes relativement à la fonction d'autocorrélation des résiduels selon le décalage de k pour un mois donné à la station d'Ersa (Figure 1.41).

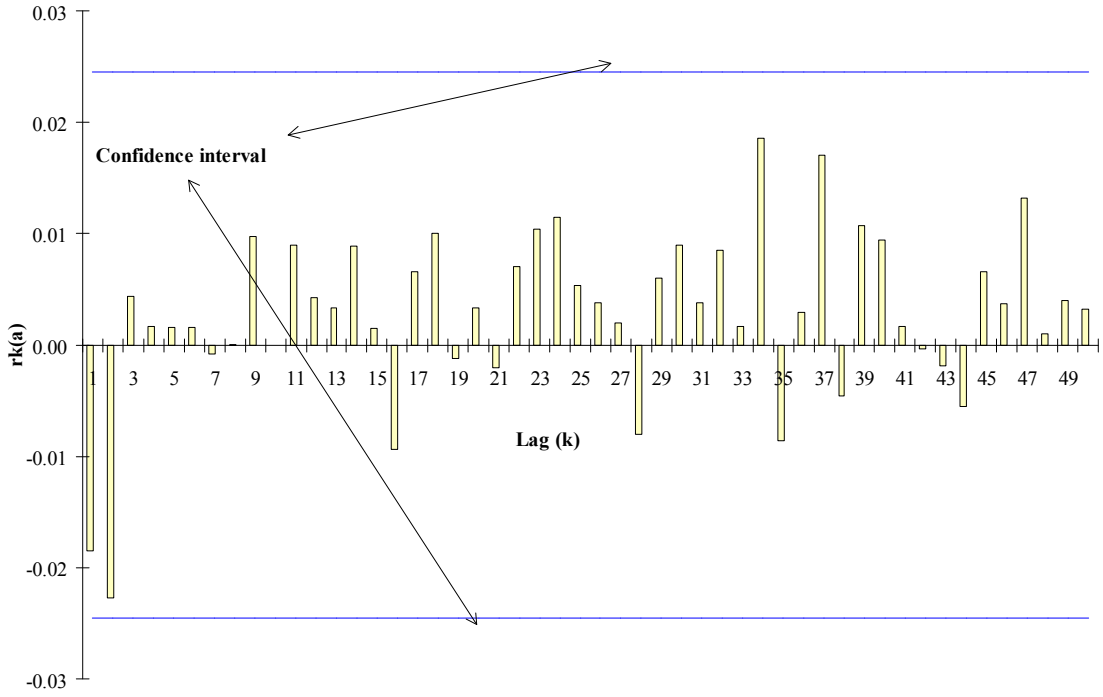


Figure 1.41 - Fonction d'autocorrélation des résidus selon le décalage (Février, ERSA)

Le tracé des résidus et leur analyse statistique nous montrent bien que le signal obtenu peut être assimilé à un bruit blanc (Figure 1.42).

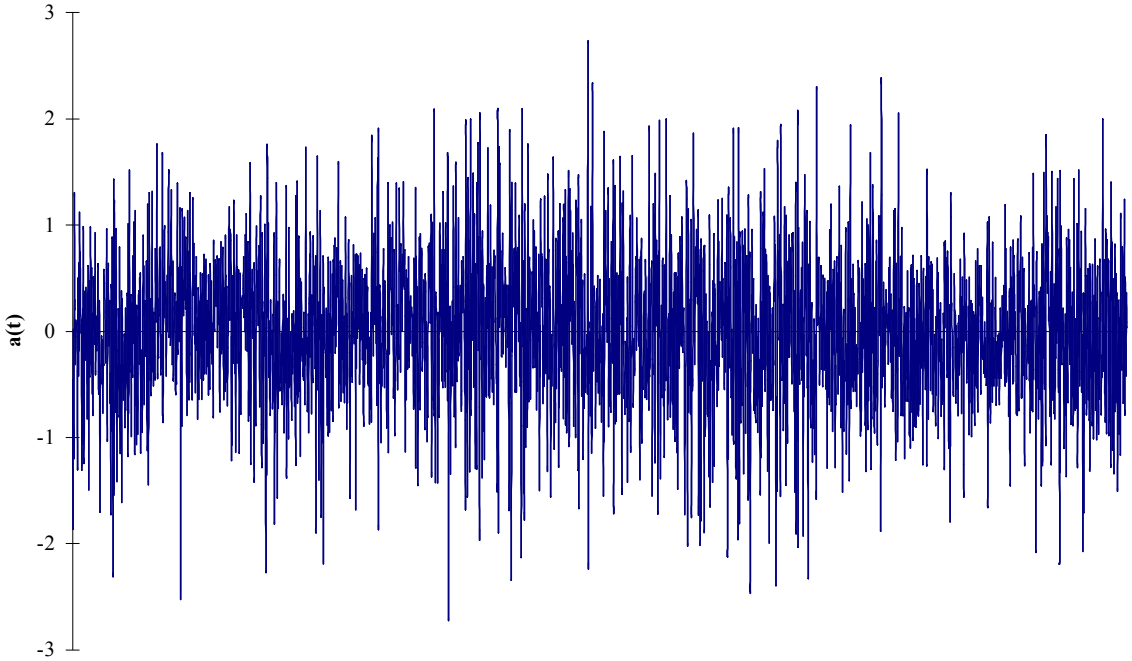


Figure 1.42 -. Evolution annuelle de la variable aléatoire a(t) - Figari, 1985

Nous venons donc de montrer que les vitesses de vent pouvaient être simulées et modélisées par un processus d'autorégressif. Dans le chapitre 1.7.4, nous analyserons les propriétés statistiques de séries chronologiques simulées et les comparerons aux séries réelles.

1.7.3 Les chaines de Markov [6.7.1.15]

Pour la seconde approche basée sur les chaines de Markov, il est nécessaire d'avoir des séries temporelles de vitesse de vent w_1, w_2,..., w_j,..., w_n où w_j est la vitesse de vent échantillonnée dans un intervalle donné, qui sont classées par état. On en calcule les diverses probabilités (existences, transitions d'un état à l'autre). L'élément, P_{ij} de la matrice de transition est défini comme étant la probabilité que la vitesse soit dans un état j sachant qu'elle était dans un état i l'instant précédent.

Le développement d'un modèle basé sur la théorie des chaînes de Markov nécessite l'utilisation de matrices de probabilité de transition (MPT), (Kaminsky et al., 1990b ; Kirchhoff et al., 1989 ; Moon et al., 1994 ; Sparis et al., 1995).

Le nombre de classes (ou états) de vitesses de vent a été pris à 40, les vitesses étaient classées par intervalle de 1 m/s. Les matrices de probabilité de transition (MPT) peuvent être utilisées pour analyser le comportement des vitesses de vent. Cette analyse montre les caractéristiques suivantes :

1°) la probabilité la plus élevée se produit sur la diagonale de la matrice. Ainsi, si la vitesse de vent à une heure est connue, il est plus probable que la vitesse de vent horaire suivante soit dans la même classe, plutôt qu'elle ne subisse une transition vers un autre état. Nous notons que plus de 70 % des

valeurs de vitesse de vent suivent cette loi (Figure 1.43). De plus, les transitions restent très proches de la diagonale. Ceci signifie qu'il n'y a aucune forte variation de vitesse de vent (par exemple, une transition d'un état 1 à un état 17 n'est pas probable)

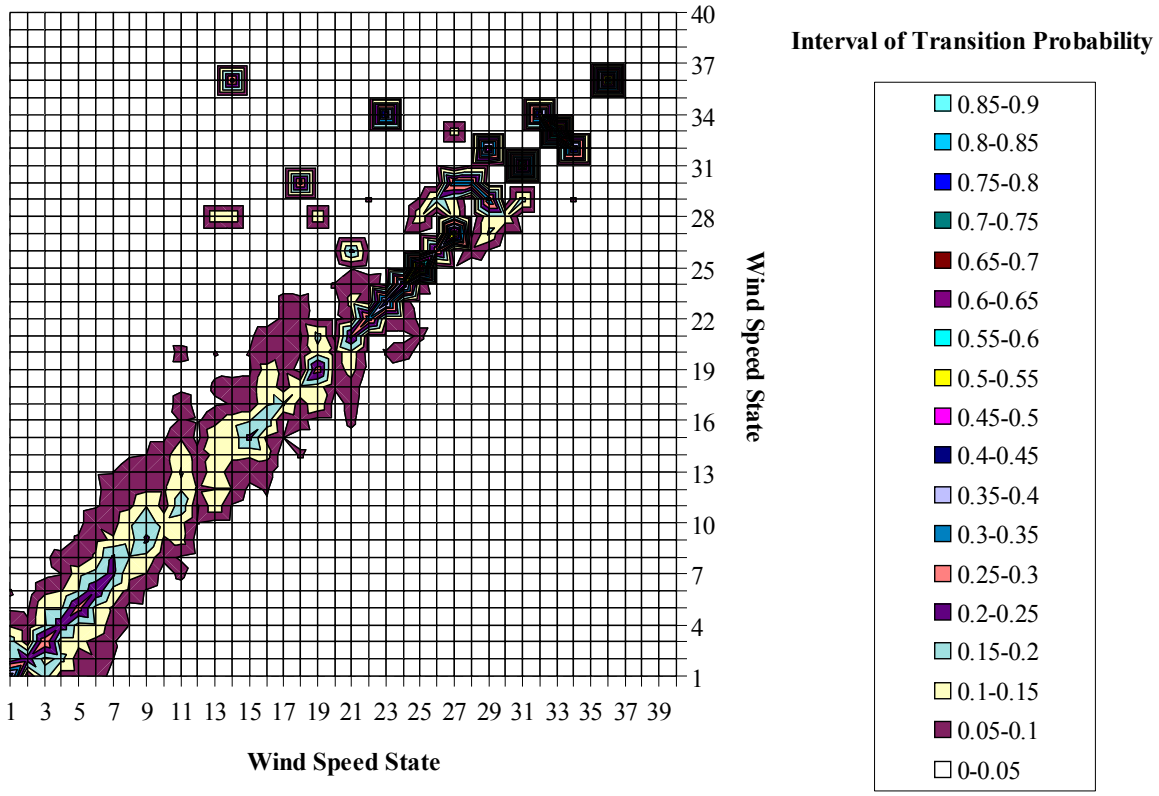


Figure 1.43 - Représentation de la MTP à ERSA, Janvier

Les deux autres caractéristiques sont liées à la moyenne des valeurs de vitesse de vent qui ont été employées dans la construction de la matrice de probabilité de transition.

2°) si la moyenne horaire à l'instant donné (état m) est dans un intervalle de vitesse de vent au-dessous de la moyenne sur la période des valeurs employées pour construire la MTP (correspondant par exemple à un état n), alors il est plus probable que la vitesse de vent fasse une transition vers une catégorie inférieure de vitesse de vent. Ainsi, quand l'état de la vitesse de vent est m < n alors $P_{m,m-1} > P_{m,m+1}$ (la probabilité de transition d'un état m à un état (m-1) est supérieure à la probabilité de transition de m à (m+1)).

3°) si la moyenne horaire à l'instant donné (état m) est dans un intervalle de vitesse de vent au-dessus de la moyenne sur la période des valeurs employées pour construire la MTP (correspondant par exemple à un état n'), alors il est plus probable que la vitesse de vent fasse une transition vers une catégorie supérieure de vitesse vent. Ainsi, quand l'état de vitesse de vent est m > n,' alors $P_{m,m-1} < P_{m,m+1}$ (la probabilité de transition d'un état m à un état (m-1) est inférieure à la probabilité de transition de m à (m+1)).

Par exemple, pour ERSA, en septembre, la vitesse de vent moyenne est de 6.06 m/.s (soit un état n = 6), alors pour les états inférieurs à cette classe, la probabilité de transition vers un état inférieur est plus élevée que la probabilité de transition vers un état supérieur, par exemple, $P_{3,4} < P_{3,2}$. Pour les états au-dessus de cette classe 6, la probabilité de transition vers un état inférieur est plus faible que la probabilité de transition vers un état supérieur, par exemple, $P_{8,7} < P_{8,9}$. Ceci implique qu'il est plus probable que la vitesse de vent augmente si elle est au-dessus de sa valeur moyenne sur la période, autrement il est plus probable qu'elle diminue

Les probabilités limites d'un état peuvent être interprétées comme la proportion du temps durant laquelle le système est dans une catégorie spécifiée de vitesse de vent. Ainsi, il est possible de comparer les résultats obtenus au modèle de chaîne de Markov, à l'histogramme de vitesse de vent. Pour les 3 stations, les valeurs des éléments de la matrice de transition $P^n = Q_l$, sont représentées en fonction des probabilités marginales réelles, pour tous les mois et pour chaque station (Figure 1.44).

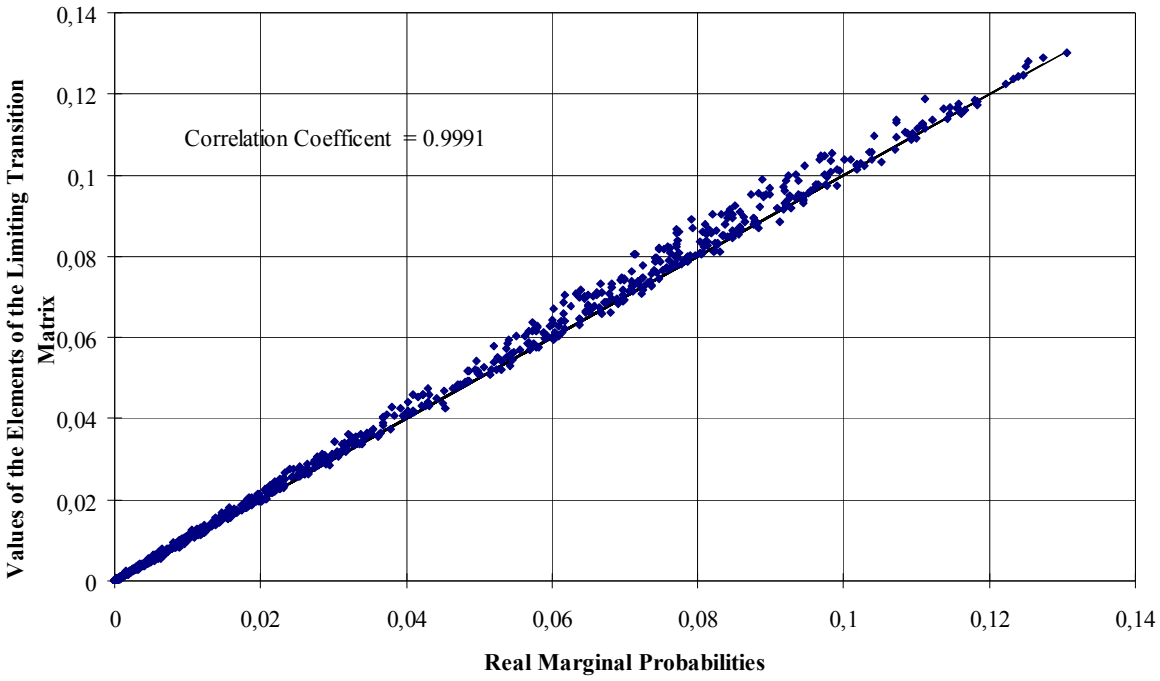


Figure 1.44 - Eléments de Matrice de Transition Limite en fonction des Probabilités marginales réelles.

Nous notons une bonne concordance entre les deux valeurs. L'ergodicité de chaque matrice est vérifiée, ce qui est confirmée par le coefficient de corrélation (CC) entre les deux séries (CC = 0,9991). Ainsi, le comportement des probabilités marginales réelles de la vitesse de vent est correctement reproduit.

Comme le soulignent Moon et al. (1994), il est également important d'effectuer les tests supplémentaires sur les MTP. Cette approche a été développée dans le paragraphe concernant l'usage de ces matrices pour la modélisation du rayonnement solaire global. Il s'agit du test sur les propriétés d'indépendance des états successifs (α) et le test de stationnarité et d'homogénéitéβ. Les résultats obtenus montrent que quels que soient la station et le mois, α est toujours supérieur au χ^2 pour un premierr ordre, ainsi que pour un deuxième ordre.

En conclusion, nous pouvons considérer que le processus de Markov correspondant aux vitesses de vent est du premier d'ordre. Des études précédentes (Kirchhoff et al, 1988, Kaminsky et al, 1990a) ont prouvé qu'un processus de Markov du second degré appliqué à la vitesse de vent n'a pas amélioré de manière significative les résultats obtenus à partir d'un premier processus de Markov d'ordre.

Un processus de Markov est stationnaire si les probabilités de transition sont indépendantes du temps. Pour un processus stationnaire, les MPT doivent être approximativement identiques. Une analyse de la statistique β a permis de conclure sur la stationnarité du processus.

Comme nous effectuons une analyse sur trois stations réparties sur la Corse, il est également intéressant d'analyser les propriétés d'homogénéité spatiale des chaines de Markov. Si les propriétés de chaîne de Markov pour des événements successifs en différents endroits sont homogènes alors la statistique γ définie comme

$$\gamma = 2\sum_{s}^{S}\sum_{i,j}^{m} n_{ij}(s) \times \ln\left[\frac{P_{ij}(s)}{P_{ij}}\right] \qquad (1.21)$$

est distribuée comme un χ^2 avec (S-1)×m× (m-1) degrés de liberté, où S est le nombre de stations. Si $\gamma < \chi^2$ (5 %, DL), alors le processus est hétérogène dans un intervalle de confiance de 5%.

Les valeurs de γ, à un niveau de confiance de 5%, nous permettent de considérer que les propriétés des chaînes de Markov de la vitesse de vent sont spatialement hétérogènes, même pour des sites distants de moins de 20 km (Figari et Pertusato), montrant ainsi que les régimes de vent sont totalement différents d'un site à l'autre sur la Corse.

Après avoir présenté ces deux modèles stochastiques et les avoir appliqués sur 3 stations météorologiques en Corse, nous nous sommes intéressés à leur comparaison dans l'optique de génération synthétique de données.

1.7.4 Simulation

A partir des modèles présentés, nous avons la possibilité de générer des vitesses de vent. Il nous a paru intéressant et important de valider ces deux processus par une analyse des vitesses de vent produites afin de déterminer le modèle le plus apte à générer des séries de vents synthétiques les proches des séries réelle. Plusieurs paramètres permettent une quantification de l'équivalence entre les vents produits et les réels. Nous en avons choisi quatre qui sont : la moyenne, l'écart type, l'histogramme et les fonctions d'autocorrélation (FAC).

Chacun de ces modèles a été employé pour produire une année de référence des données considérées ; il peut également être utilisé pour prévoir la vitesse de vent. Selon un algorithme utilisant les différents paramètres précédents du processus AR, et avec un générateur de bruit blanc, nous avons reconstitué un profil mensuel de vitesse de vent (le processus général a été présenté lors de la construction de données synthétiques du rayonnement solaire global – chap 1.4.2.).

Le modèle de chaîne de Markov pour la vitesse de vent donne les bases pour une simulation pouvant produire des séries chronologiques de vitesse de vent (Kaminsky et al, 1990a). Le procédé a été présenté pour le rayonnement global – chap 1.6.2.

A partir de ces deux méthodes, nous avons simulé des vitesses horaires pour les trois sites. Afin de vérifier le processus AR(2) et la validité du modèle de Markov, le comportement statistique de ces séries chronologiques simulées a été comparé, pour chaque mois, aux séries. L'analyse comparative est validée par un calcul d'erreurs (Erreur Quadratique Moyenne Relative- EQMR) et des coefficients de corrélation (CC) et sont présentées dans le Tableau 1.9.

	Vitesse du vent				Coefficient d'auto corrélation			
	Moyenne mensuelle		Déviation standard		d'ordre 1		d'ordre 2	
	CC	EQMR	CC	EQMR	CC	EQMR	CC	EQMR
ARMA	0,984	3,05 %	0,965	5,23 %	0,973	3,44 %	0,957	9,38 %
Markov	0,982	3,51 %	0,966	4,70 %	0,922	7,10 %	0,933	51,27 %

Tableau 1.9 – Coefficients statistiques entre données réelles et simulées.

Pour ce qui concerne la moyenne mensuelle de la vitesse de vent, les séries simulées à partir du modèle AR(2) des chaines de Markov d'ordre 1 ont des valeurs très proches des valeurs mesurées. Le coefficient de corrélation CC entre la série produite par les deux modèles et les séries originales est de l'ordre de 0,98, l'erreur est négligeable.

Les écart-types mensuels, pour les séries synthétiques sont également très proches de ceux des séries réelles. L'erreur entre les valeurs réelles et simulées est très faible. Ceci précise le fait que les deux modèles peuvent reproduire correctement les caractéristiques statistiques moyennes des données réelles de vitesse de vent.

Les deux premiers coefficients d'autocorrélation ont été calculés. Le coefficient d'autocorrélation d'ordre un est similaire pour les séries synthétiques et réelles et pour les deux types de processus (AR (2) et chaîne de Markov), avec cependant, un léger avantage pour le processus AR(2) qui conduit à des erreurs plus faibles et un meilleur coefficient de corrélation.

Une comparaison entre les coefficients d'autocorrélation du second degré permet de faire apparaître d'autres résultats. Les coefficients d'autocorrélation d'ordre 2 des données réelles et celles données par les deux modèles sont relativement faibles, en revanche, ce n'est pas le cas pour les EQMR. On note une grande différence avec une meilleure représentativité pour le modèle AR(2). Dans ce cas, au niveau des FAC, on peut considérer que le processus AR(2) permet de mieux reproduire cet aspect dans les séries simulées.

Nous avons également comparé les probabilités annuelles des vitesses de vent (séries réelles et séries simulées par les deux processus) pour chaque station. Une représentation en est donnée sur la Figure 1.45 pour la station de Figari. Nous pouvons noter que les distributions des valeurs simulées à partir du modèle de chaîne de Markov sont plus proches de celles issues des données mesurées (EQMR = 10% et CC = 0,99) que celles liées au modèle autorégressif.

Les séries réelles de vitesse de vent sont corrélées sur une plus longue période que celles produites par les chaînes de Markov, et elles contiennent plus d'information que le modèle markovien du premier ordre. Toutefois ce modèle conserve les mêmes distributions de probabilité que celle issue des données mesurées, alors que ce n'est pas le cas du modèle autorégressif.

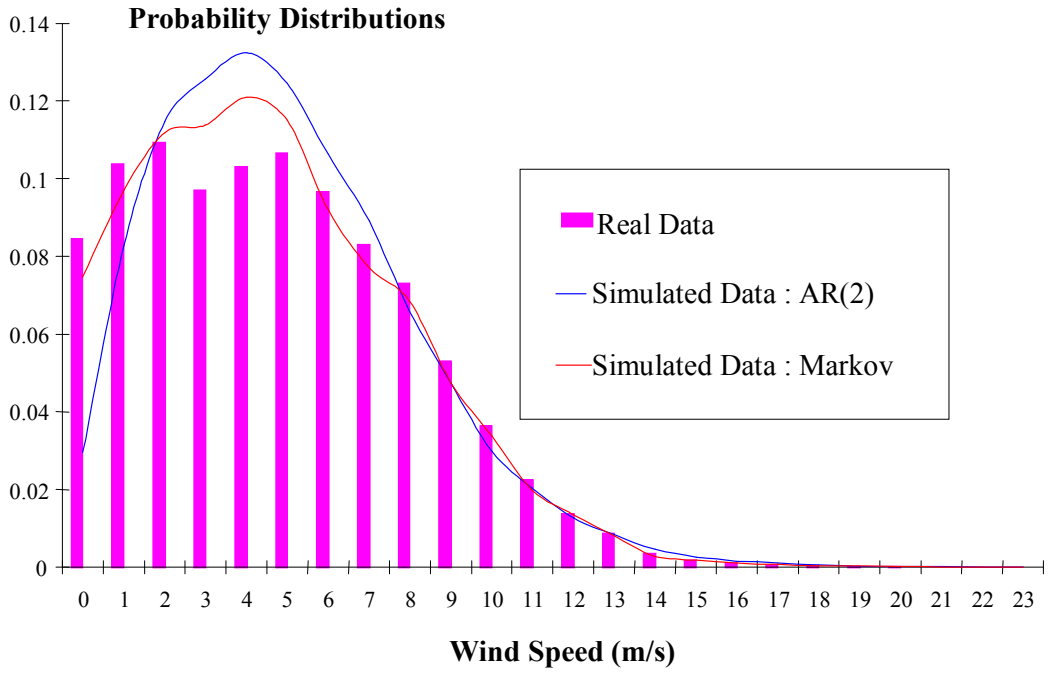


Figure 1.45 - Distribution de Probabilité Annuelle pour Figari (Réelle et Simulées)

Une comparaison entre les données expérimentales et simulées a prouvé qu'il est possible de produire des données synthétiques conservant de manière satisfaisante les caractéristiques statistiques des données réelles. De cette manière, nous pouvons produire une année synthétique qui peut servir donc d'« année de référence ». Les simulateurs que nous avons créés, simulent correctement les profils mensuels de la vitesse de vent. Avec cependant quelques différences liées à la nature intrinsèque des deux modèles : FAC bien conservées pour le processus AR(2), distribution de probabilités bien reproduites pour le processus de Markov.

1.7.5 Conclusion

Les modèles étudiés permettent une simulation simple des profils mensuels de vitesse de vent, donnant une bonne approximation du vrai phénomène. En accord avec les comparaisons entre les données simulées et réelles, les modèles présentés seraient suffisants pour un gestionnaire de réseau électrique qui doit assurer la gestion et le contrôle de fermes éoliennes installées sur son réseau électrique.

Les méthodologies décrites s'avèrent assez flexibles pour modéliser les principales caractéristiques principales des vitesses de vent et suffisamment précises pour des applications liées aux éoliennes. Deux des avantages principaux de l'approche autorégressive sont qu'elle peut être facilement adaptée aux données de différents emplacements et qu'elle n'assume aucune distribution de probabilité pour les données. Quand un modèle approprié est trouvé pour la vitesse de vent, des prévisions ou une fonction de se produire peuvent être programmées avec le codage très petit et être intégrées dans n'importe quel logiciel d'ordinateur consacré à la planification ou au fonctionnement

de système d'alimentation. L'utilisation des données synthétiques de ce modèle pour des applications de service implique la prétention que le vent et la charge ne sont pas sensiblement corrélés.

Cependant, les phénomènes non correctement reproduits nous ont conduits à prendre d'autres voies, qui semblent adaptés pour la prévision à court et moyen terme de cette ressource énergétique.

1.8 NOTIONS DE MULTIFRACTALITE APPLIQUEE AUX DONNEES METEOROLOGIQUES

Dans cette partie, nous allons nous intéresser aux propriétés statistiques des incréments de réalisations de processus temporel tels que les vitesses de vent et développer la notion de multifractalité sur cette variable météorologique. Ce travail a été soumis à publication dans *Physical Revue E* en novembre 2007.

Soit U (t) une réalisation d'un processus temporel (mesure de la vitesse du vent), l'incrément de U (t) à l'échelle τ (échelle à laquelle on observe le phénomène) et au temps t_0 s'écrit **:**

$$\delta_\tau U(t_0) = U(t_0 + \tau) - U(t_0) \tag{1.22}$$

L'incrément mesure directement la différence de vitesse du vent après un temps caractéristique τ. Si U(t) est une fonction régulière dérivable, par exemple (non fractale), alors son incrément à petite échelle est proportionnel à τ. Si le processus est « fractal », c'est-à-dire, son incrément sera proportionnel à τ^H ou H quantifie la régularité locale du processus. Afin d'étudier cette régularité de façon statistique, on considère le comportement en loi de puissance des moments d'ordre q des incréments vis-à-vis de τ :

$$\left\langle \left| (\delta_\tau U)^q \right| \right\rangle = C_q \tau^{\zeta q} = M_{q,\tau} \tag{1.23}$$

où, le moment d'ordre n de la variable aléatoire $\delta_\tau U$ tirée avec une densité de probabilité (pdf) P(U) est :

$$\left\langle \delta_\tau U^q \right\rangle = \int \delta_\tau U^q P(U) dU \tag{1.24}$$

et ζ_q est appelé le spectre multifractal. On appelle $M_{q,\tau}$ la fonction de structure d'ordre q.

Son étude permet d'analyser la régularité du processus à toutes échelles, en particulier elle nous permet de distinguer deux grandes familles de processus fractals :

- les processus monofractals
- les processus multifractals.

Un processus temporel est monofractal quand le spectre ζ_q est une fonction linéaire de l'ordre q, $\zeta_q = qH$ et H est alors appelé le coefficient de Hurst du processus (son calcul étant complexe nous ne le développerons pas). Ces coefficients sont utilisés pour quantifier les corrélations sur de longues périodes en turbulence.

La définition de l'autosimilarité pour un processus monofractal est la suivante : un processus aléatoire $\{\delta U(t),\ t \geq 0\}$ est dit auto-similaire d'indice H si pour $\lambda = \frac{\tau_1}{\tau_2} > 0$ (rapport de deux échelles distinctes) on a :

$$\delta U(t) \doteq \lambda^{-H} \delta U(\lambda t) \tag{1.25}$$

où l'égalité ci-dessus est une égalité en loi des processus.

Cela signifie simplement que l'on ne peut pas discerner le graphe de $\lambda^{-H} U(\lambda t)$ de celui de $U(t)$. Le graphe de U(t) est invariant vis-à-vis des opérations de dilatation concernées. Lorsqu'on passe aux densités de probabilités associées aux incréments $\delta_\tau U$ on a la relation :

$$P(X,\tau) = \lambda^{-H} P\left(\lambda^{-H} X, \lambda\tau\right) \tag{1.26}$$

où $P(X,\tau)$ est la densité de probabilité à l'échelle τ.

La forme de la densité de probabilité des incréments ne dépend pas de l'échelle de ces incréments. Ainsi le signal révèle bien la même chose à chaque échelle.

Les processus monofractals constituent une vaste classe de processus aléatoires (tels que le mouvement Brownien) permettant de décrire fidèlement et à diverses échelles les processus réels au comportement erratique. Cependant, ils ne permettent pas de modéliser certains processus issus des domaines de la finance, de la turbulence, de la géologie, ou bien encore de l'hydrométrie. Dans ces domaines, on observe des propriétés multifractales des séries temporelles.

Un processus temporel est appelé multifractal si le spectre défini dans l'équation (1.23) est une fonction non linéaire de q. Dans ce cas, la forme fonctionnelle des lois de probabilités des variations du champ (ou des incréments) dépend explicitement de l'échelle considérée (voir ci-dessous). Le comportement multifractal ne peut avoir lieu qu'en deçà ou au-delà d'une échelle caractéristique L. Cette non-linéarité peut s'expliquer comme une variation temporelle de l'exposant de Hurst d'un point à l'autre. Mathématiquement cet exposant de Hurst local s'appelle exposant de Hölder. Plus

précisément, on appelle exposant de Hölder au point t_0 du signal la quantité $h(t_0)$ définie par le comportement local en loi de puissance :

$$\delta_\tau U(t) \propto \tau^{h(t_0)} \quad \text{pour } \tau \to 0 \tag{1.27}$$

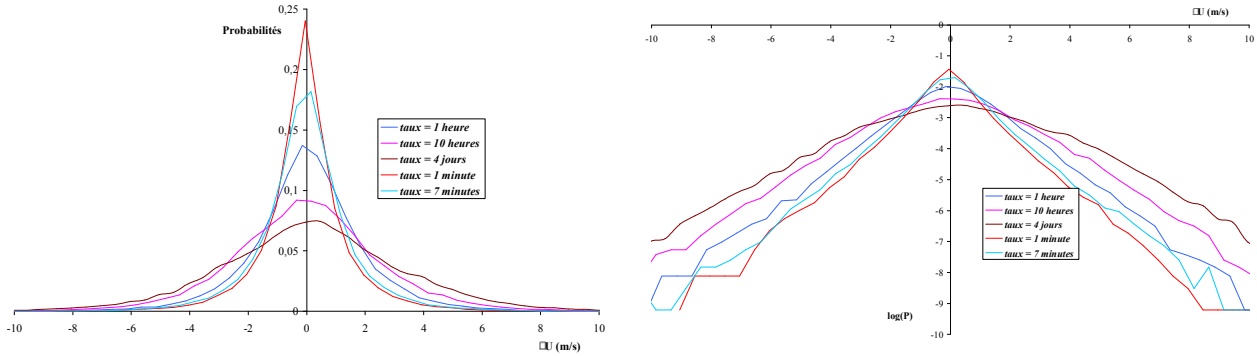
Comme on l'a noté ci-dessus, pour un processus régulier on s'attend à ce que l'exposant de Hölder soit 1 tandis que ses valeurs sont plus petites pour les processus fractals et fluctuent d'un point à l'autre dans le cas d'une fonction multifractale. On note A_h l'ensemble des points pour lesquels l'exposant de Hölder vaut h : {t, h(t)} et D(h) la dimension fractale de A_h. D(h) est appelé le spectre des singularités et quantifie la répartition statistique des exposants de Hölder. Le comportement des moments d'ordres q des incréments de U(t) peut se réécrire sous la forme :

$$\left\langle \left| (\delta_\tau U(t)) \right|^q \right\rangle = \sum_h \tau^{(qh - D(h))} \tag{1.28}$$

Un simple argument de type « méthode du col », quand $\tau \to 0$ permet alors de voir que les exposants D(h) et ζ_q sont reliés par la relation suivante (transformation de Legendre) :

$$\zeta_q = min\{qh - D(h)\} \tag{1.29}$$

On peut également interpréter la non linéarité du spectre comme une déformation des densités de probabilités des incréments $P(\delta_\tau U)$ au fur et à mesure que l'on « descend » dans les échelles. Dans le cas multifractal on sait que la pdf change de forme lorsqu'on change d'échelle (Figure 1.46).

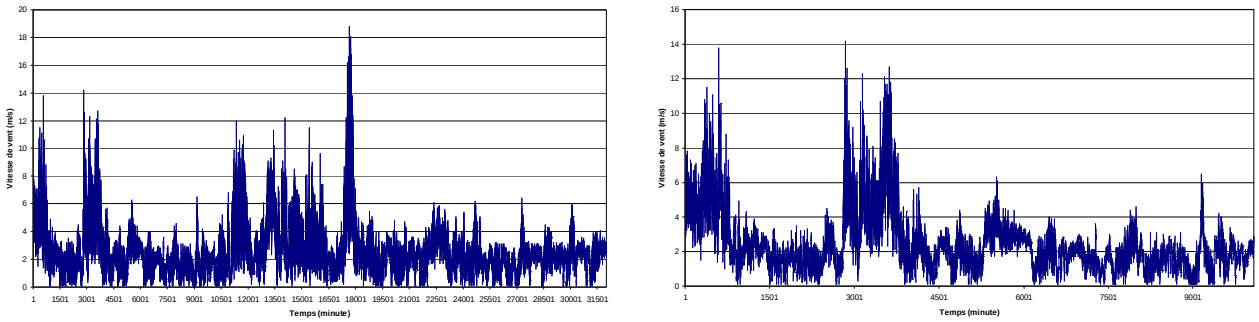


(a) (b)

Figures 1.46 - densités de probabilités (a) et logarithme (b) des pdf des incréments des vitesses de vent U (t) pour des valeurs de τ différentes.

Le vent par nature est un phénomène turbulent. Sa vitesse varie de manière complètement erratique sur différentes échelles de temps allant de l'ordre de l'année à celui de la seconde. Selon les échelles considérées, les phénomènes physiques mis en jeu sont différents. Une modélisation du signal de vent à toute échelle est donc une question pertinente.

Si l'on observe le signal vent sur une période de un mois ou sur une durée plus courte, on peut noter qu'il présente les mêmes caractéristiques (Figure 1.47). On constate donc que ce processus temporel possède une propriété fractale : l'auto-similarité. Il y a invariance d'échelle.



Vitesses de vent sur un mois Vitesses de vent sur une semaine

Figure 1.47 – Représentation des Vitesses de vent sur des échelles de temps différentes

Nos échantillons correspondent à des enregistrements s'étalant sur des périodes allant de 4 ans à 30 ans avec un pas d'échantillonnage de 1 minute à 3 heures, selon les séries. A des fins de comparaison et de confirmation de nos observations, nous avons aussi étudié des séries horaires enregistrées sur différents sites en Corse, Ile de la Réunion et en Hollande

L'analyse de la puissance spectrale est un des outils les plus communs pour l'analyse des fonctions aléatoires et est souvent représentées dans l'analyse des vitesses de vent. Depuis les travaux de Van Der Hoven (1957) il est bien admis que l'allure du spectre des vitesses de vent possède 2 régimes séparés par zone à faible énergie le « spectral gap » située à des fréquences voisines de quelques minutes. Ce gap sépare le régime micro-échelle (régime turbulent) du régime méso-échelle (Figure 1.48).

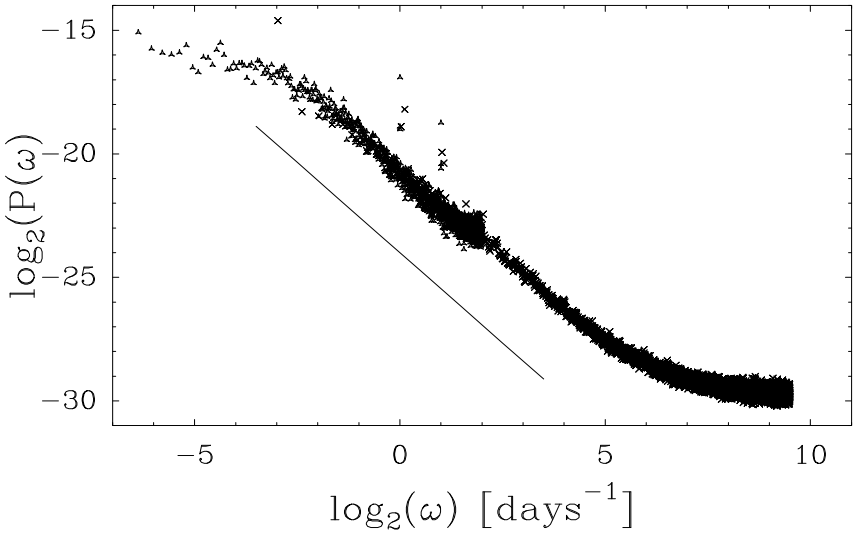


Figure 1.48 - Spectre de puissance des séries de vent en représentation doublement logarithmique

La Figure 1.48 représente la puissance spectrale, P(k) des signaux de vitesse qui donnent la répartition de l' « énergie » en fonction de la gamme de fréquence considérée. Quelle que soit la

série considérée, on observe clairement un régime de décroissance en loi de puissance qui s'étend entre des échelles de temps allant de quelques minutes (ou quelques dizaines de minutes l'échantillonnage de la série considérée) et 4 - 5 jours. Pour des échelles de temps supérieures à 5 jours, le spectre est plat ce qui signifie que du point de vue spectral, le signal de vitesse ressemble, à ces échelles, à un bruit blanc sans structure. Les échelles de temps de quelques minutes et en deçà correspondent aux « grandes échelles » de la turbulence atmosphérique classique.

Ce régime de loi de puissance est semblable justement au régime bien connu de la turbulence développée de la cascade de Kolmogorov selon laquelle $P(k) \approx k^{-5/3}$. Dans notre cas nous trouvons que l'exposant est légèrement plus faible et est proche de -3/2. L'existence d'une « cascade d'énergie » analogue à la cascade de Kolmogorov dans une gamme « méso-échelles » si elle ne repose sur aucune approche théorique, est une hypothèse qui a déjà été abordée par de nombreux auteurs sur la base d'observations semblables.

Afin d'aller plus loin dans la mise en évidence d'un tel processus nous avons analysé les données avec les mêmes outils et méthodes que ceux usuellement employés dans l'étude de la turbulence pleinement développée. Ces méthodes reposent sur la notion de cascade multiplicative initialement proposée par Kolmogorov et Obhukov (Frisch, 1995). Les modèles de cascades sont l'objet de nombreuses études mathématiques et conduisent à la notion d'intermittence ou de multifractalité. Nous avons vérifié la non-linéarité de la fonction ζ_q dans le domaine méso-échelle et montré qu'un modèle de cascade aléatoire « log-normale » permet de décrire correctement nos observations (Figure 1.49).

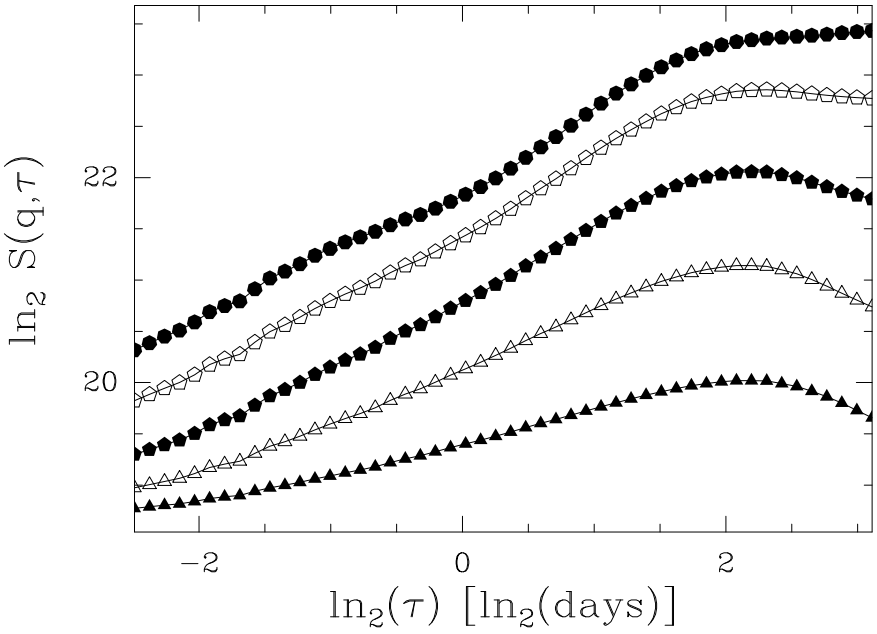


Figure 1.49 - Scaling des moments des variations de vitesse du vent à Vignola en fonction de l'échelle. La représentation est doublement logarithmique et les moments d'ordre 1,2,3,4 et 5 sont représentés.

Les modèles de cascades aléatoires peuvent intuitivement se comprendre comme des processus construits multiplicativement sur un arbre : l'énergie d'un « gros tourbillon » se fractionne aléatoirement vers des tourbillons plus petits qui se fractionnent à leur tour et ainsi de suite. Si l'on admet que l'énergie à une échelle donnée est reliée à l'amplitude des variations de vitesse à cette échelle, alors on peut montrer que la description précédente conduit à une structure particulière (dite ultramétrique) de la corrélation des logarithmes de ces amplitudes. Mathématiquement cela signifie que la corrélation des amplitudes des variations de vitesse décroit logarithmiquement en fonction de la distance spatiale ou temporelle considérée. Nous avons montré que sur toutes les séries de vitesses cette loi de décroissance logarithmique particulière aux modèles de cascades est non seulement bien vérifiée mais identique, quelle que soit la série considérée (Figure 1.50).

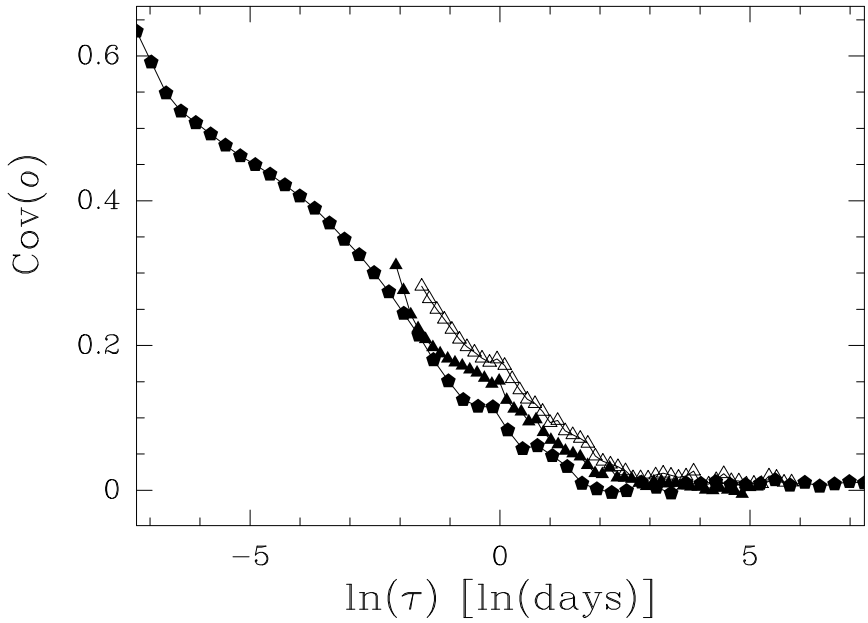


Figure 1.50 - Covariance des logarithmes des amplitudes des variations de vitesse de vent pour 3 séries enregistrées en Corse et en Hollande

Pour conclure, notre étude a permis de mettre en évidence beaucoup de similarités entre les régimes de vents haute fréquences bien décrits par une turbulence 3D homogène isotrope et les régimes « méso-échelles » qui semblent eux aussi faire intervenir un phénomène de cascade. Au niveau des perspectives, d'un point de vue physique, il s'agira de comprendre l'origine d'une telle cascade, les valeurs de ses paramètres (échelle d'injection, valeurs des exposants,…). Sur le plan des applications, notre objectif est de mettre en œuvre des modèles empiriques, similaires à ceux proposés pour la turbulence classique, afin de mieux paramétrer les propriétés statistiques du champ de vitesse à ces échelles, de faire des prévisions à court et moyen terme. On espère ainsi par exemple fournir par ce type de modèle une meilleure caractérisation des distributions de vitesse que celle donnée par les lois de Weibull. Cette approche est d'un intérêt certain dans l'exploitation de la ressource « vent » par des fermes éoliennes.

1.9 SYNTHESE ET CONCLUSION.

La connaissance des variations de l'intrant énergétique solaire et éolien tant du point de vue spatial que temporel est indispensable pour développer des systèmes dont le dimensionnement et la configuration influeront de manière significative sur leurs performances et par là même sur leur limite de concurrence par rapport à d'autres moyens de production d'énergie.

Au cours de ce chapitre, nous avons mis en évidence à plusieurs reprises la grande variabilité spatiale de l'irradiation solaire et éolienne même entre des sites distants que de quelques kilomètres. En ce qui concerne le rayonnement solaire, pour résoudre en partie ce problème, nous avons fait appel aux images fournies par le satellite Météosat qui nous ont permis de calculer avec une précision assez satisfaisante les irradiations solaires globales sur des surfaces horizontales.

La méthode de dimensionnement des systèmes à sources renouvelables d'énergie que nous avons développée et qui sera présentée dans le chapitre 2 nous oblige à connaître ces données d'ensoleillement avec un pas de temps au moins horaire. Pour ce faire, nous avons appliqué deux méthodologies qui ont été ensuite couplées aux données satellitaires afin de générer en chaque pixel de la zone considérée une série temporelle de données horaires d'irradiations solaires sur des plans de diverses inclinaisons.

Enfin, un générateur aléatoire de ces mêmes données a été mis en place et pourra être utilisé en tant qu'entrée dans notre simulateur de comportement des systèmes photovoltaïques et de fermes éoliennes.

L'approche stochastique développée dans les différents travaux de recherches est complétée aujourd'hui par une analyse multifractale, et semble être une voie prometteuse par sa capacité à développer des modèles prédictifs.

2 INTEGRATION DE SYSTEMES A SOURCES RENOUVELABLES DANS UN RESEAU ELECTRIQUE INSULAIRE.

Dans cette partie, nous allons nous intéresser aux systèmes énergétiques raccordés au réseau de distribution d'électricité en milieu insulaire et plus particulièrement celui de la Corse. Celle-ci s'inscrit dans une démarche environnementale forte. L'Assemblée de Corse souhaite impulser une stratégie énergétique novatrice et exemplaire en fédérant de manière cohérente l'utilisation des différentes énergies renouvelables et structurer le débat public en la matière. En effet, le statut particulier de 1982, renforcé en 1991 et récemment, confie à la Collectivité Territoriale de Corse des responsabilités étendues dans le domaine de l'énergie et du développement. La loi du 13 mai 1991 prévoit la compétence de la Collectivité concernant 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. L'Assemblée territoriale élabore le plan de développement de la Corse et fixe les objectifs de développement social et culturel insulaire et les traduit dans l'aménagement du territoire. Elle intègre la stratégie énergétique et de développement économique dans une politique régionale de valorisation de l'environnement.

A ce titre, trois objectifs forts en matière de développement énergétique sont développés : la sécurité des approvisionnements, la contribution à l'économie locale et la mise en valeur et le respect de l'environnement. La garantie d'un approvisionnement permanent et de qualité constitue un problème qui exige une réponse spécifique dans les îles. De même, l'implantation des équipements et l'utilisation des ressources locales doivent être conciliées avec des écosystèmes réduits et vulnérables. La politique énergétique de l'île doit :

- garantir la satisfaction des besoins croissants d'une économie dépendante du tourisme ;
- utiliser intelligemment les ressources naturelles de l'île ;
- promouvoir de nouveaux comportements en matière de consommation d'énergie.

Le choix politique énergétique de la Collectivité Territoriale de Corse s'appuie sur un « trépied énergétique », Centrale Thermique, Interconnexion et Energies Renouvelables, que nous décrirons dans un premier chapitre.

Le deuxième et troisième chapitres sont dédiés plus particulièrement à l'aspect intégration de systèmes énergétiques à sources renouvelables (éolien et photovoltaïque) sur le réseau électrique insulaire.

Le chapitre quatre concerne plus particulièrement les systèmes photovoltaïques. Les travaux développés ont pour thème l'utilisation de systèmes photovoltaïques pour relever les tensions en bout de ligne basse tension, la modélisation et l'analyse des performances d'un système photovoltaïque installé au laboratoire.

Le chapitre cinq est consacré aux systèmes multi-sources afin d'alimenter des sites isolés et à la transposition de ces études à l'association du stockage aux énergies renouvelables connectées au réseau électrique.

2.1 ETUDE DE LA SITUATION ENERGETIQUE DES ILES DE MEDITERRANEE OCCIDENTALE. [6.7.1.19 ; 6.7.1.6]

Avant d'entamer toute présentation scientifique, il est indispensable de dresser un panorama de la situation énergétique de milieux insulaires et de montrer l'intérêt et la difficulté d'intégrer de manière massive des systèmes à sources renouvelables dans de tel réseau électrique. Un premier travail s'est focalisé sur la description et l'analyse de trois îles de la Méditerranée occidentale, à savoir Sardaigne, Archipel des Baléares et Corse qui présentent la particularité de ne pas être raccordées au réseau de distribution d'électricité continentale. Ce caractère insulaire a pour conséquence de contraindre ces îles à produire elles-mêmes leur énergie et en particulier leur électricité ; cet état de fait induit très souvent des coûts de production élevés dus d'une part à la petitesse des installations et d'autre part à une forte dépendance aux importations. Qui plus est, la petite dimension du réseau est cause de nombreuses instabilités électriques dont pâtit la qualité de l'approvisionnement. Il est donc tout particulièrement intéressant dans ces conditions d'avoir recours à l'utilisation des énergies renouvelables et plus spécifiquement de l'énergie éolienne comme source complémentaire d'électricité.

En tout premier lieu, nous avons dressé le bilan énergétique électrique de la Corse et montré à partir d'une étude sur le potentiel de sites d'implantation et sur les coûts de production d'énergie que, dans ce contexte d'indépendance énergétique particulier, les systèmes éoliens pouvaient être concurrentiels vis-à-vis des autres sources conventionnelles existantes sur le territoire, confortant ainsi l'intérêt et l'utilité des projets qui ont été développés dans le cadre du programme EOLE2005. Nous ne parlerons ici que de la Corse, car l'essentiel de nos travaux de recherches ont été appliqués à cette île.

2.1.1 Situation de la production d'énergie électrique dans l'île.

La production d'électricité en Corse est issue d'installations thermiques et hydrauliques situées sur l'île, ainsi que d'un apport électrique du continent italien prélevé en contrepartie du passage d'un câble reliant l'Italie à la Sardaigne (via un câble continu SACOI reliant l'Italie à la Sardaigne) et qui s'effectue à la station de conversion de Lucciana à proximité de Bastia (Figure 2.1).

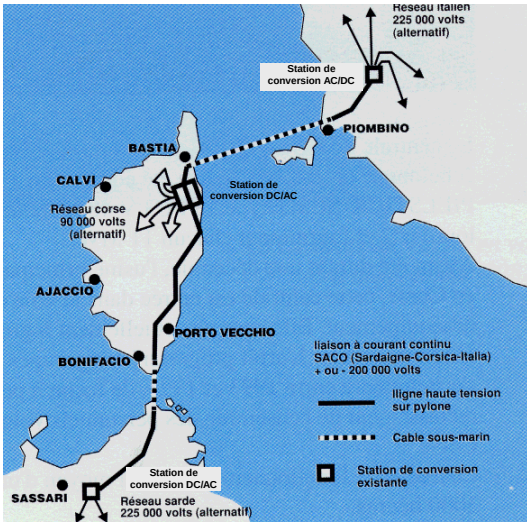


Figure 2.1. – Présentation de la liaison SACOI.

Plus de la moitié des 524 MW installés et de la production d'électricité provient d'installations thermiques au fuel (Barlier, 2000) comme le montrent le Tableau 2.1 et la Figure 2.2. L'électricité d'origine renouvelable (hydroélectricité et éolienne) représente 33% de la puissance installée en Corse (Figure 2.2).

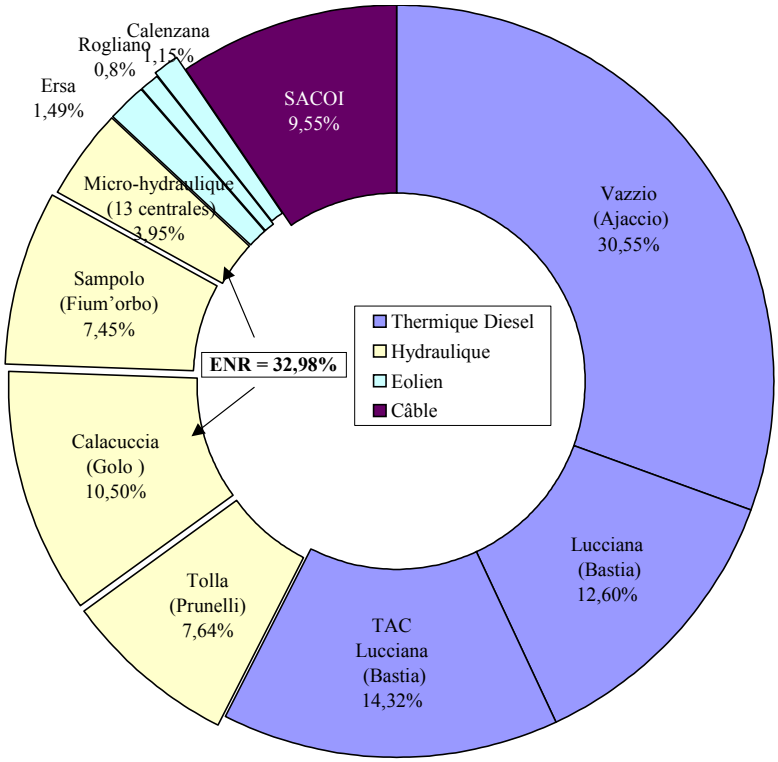


Figure 2.2 - Répartition de la puissance installée en Corse en 2004.

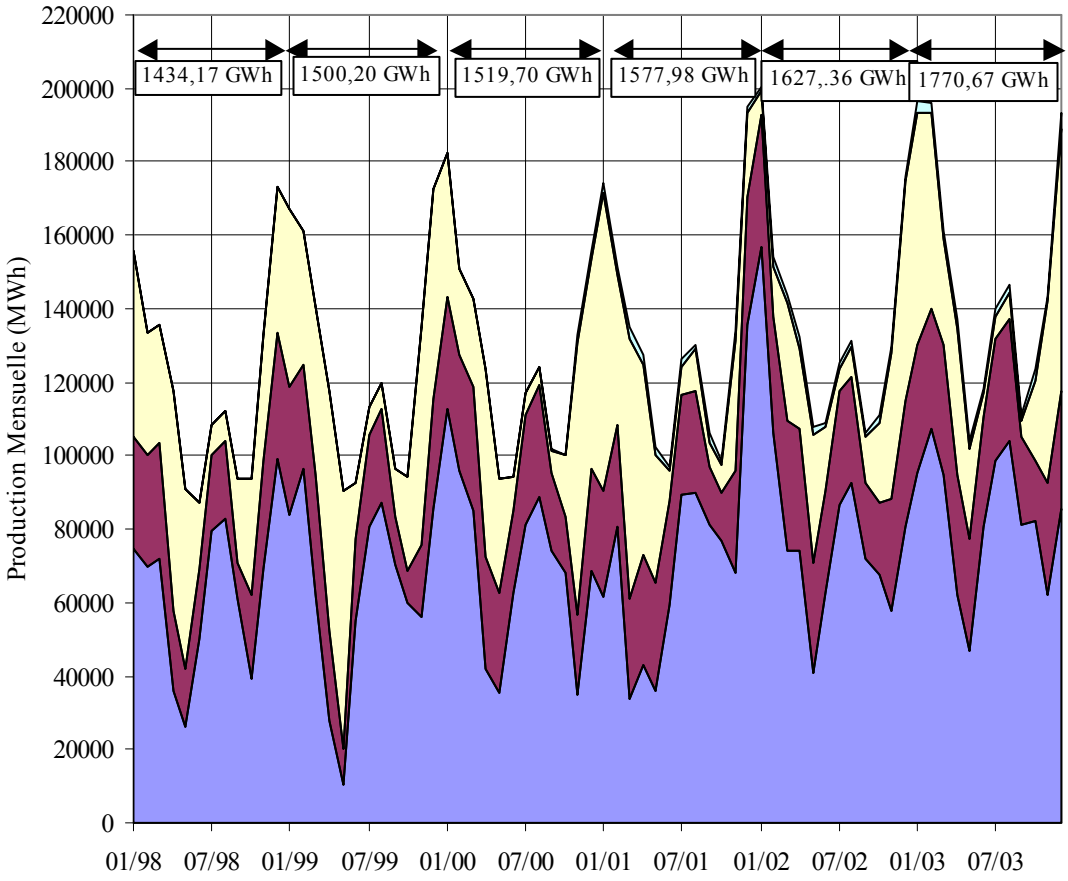


Figure 2.3 - Production d'énergie électrique sur six années (1998 – 2003).

THERMIQUE	3 (8 x 20 + 6 x 11 + 3 x 25)	**301 MW**
HYDRAULIQUE	3 barrages + 7 centrales	**134 MW**
Micro-Hydraulique	13	**20,7 MW**
SACOI	Câble DC	**50 MW**
EOLIENNES	3 Fermes	**18 MW**
Puissance garantie totale		485 MW
Puissance non-garantie totale (Micro-hydraulique + éoliennes)		38,7 MW
PUISSANCE TOTALE INSTALLEE		***523,7 MW***

Tableau 2.1 – Puissance installée en Corse en 2004

A ce chiffre il faut rajouter 50 MW du câble SARCO, reliant la Corse à la Sardaigne. Cette connexion a été mise en service en 2006 suite à l'incident énergétique de février 2005, afin de contribuer à la sécurisation du réseau.

Une des caractéristiques de la production d'énergie électrique (Figure 2.3) est un premier pic en hiver et un second en été (Juin, Juillet, Août et Septembre) du fait de l'important flux touristique durant cette période (1770000 touristes en 1997 pour une population locale de 258000 habitants). Selon les mois, la part du thermique et de l'hydraulique dans la production d'électricité n'est pas la même ; durant l'été, la part de l'hydraulique est faible et la plus grande partie de la production provient du thermique (Tableau 2.2). Chaque source a des contraintes spécifiques (fonction de la saison et des besoins en électricité). L'énergie éolienne n'a fait son apparition en Corse qu'en Septembre 2000.

	Sur l'année	En été (Juin - Septembre)
Thermique	55,25%	69,31%
Hydraulique	23,46%	8,78%
SACOI	20,44%	21,47%
Eolien	0,86%	0,44%

Tableau 2.2 - Part dans la production d'électricité des diverses sources (1998- 2003)

Comparée aux autres régions européennes, la Corse se situe à une bonne place d'un point de vue de sa production d'électricité par sources renouvelables d'énergie (Eurostat, 2005). La part de ces dernières est supérieure à la moyenne européenne. Le Portugal, la Finlande, la Turquie, la Slovénie, la Lettonie, la Suède, l'Autriche, l'Islande et la Norvège utilisent plus d'énergies renouvelables dans leur production d'électricité.

Nous pouvons observer la répartition de l'utilisation de la production d'électricité en 2002 et 2003 sur la Figure 2.4 (RTE, 2003 ; RTE, 2004). L'utilisation domestique représente plus de la moitié de la consommation, ce qui est caractéristique d'une région peu industrialisée. Dans le secteur tertiaire, la part la plus importante provient de l'activité touristique marquée par une forte saisonnalité. En hiver, la moitié de la consommation électrique est due au chauffage et en été cette consommation dépend des flux touristiques.

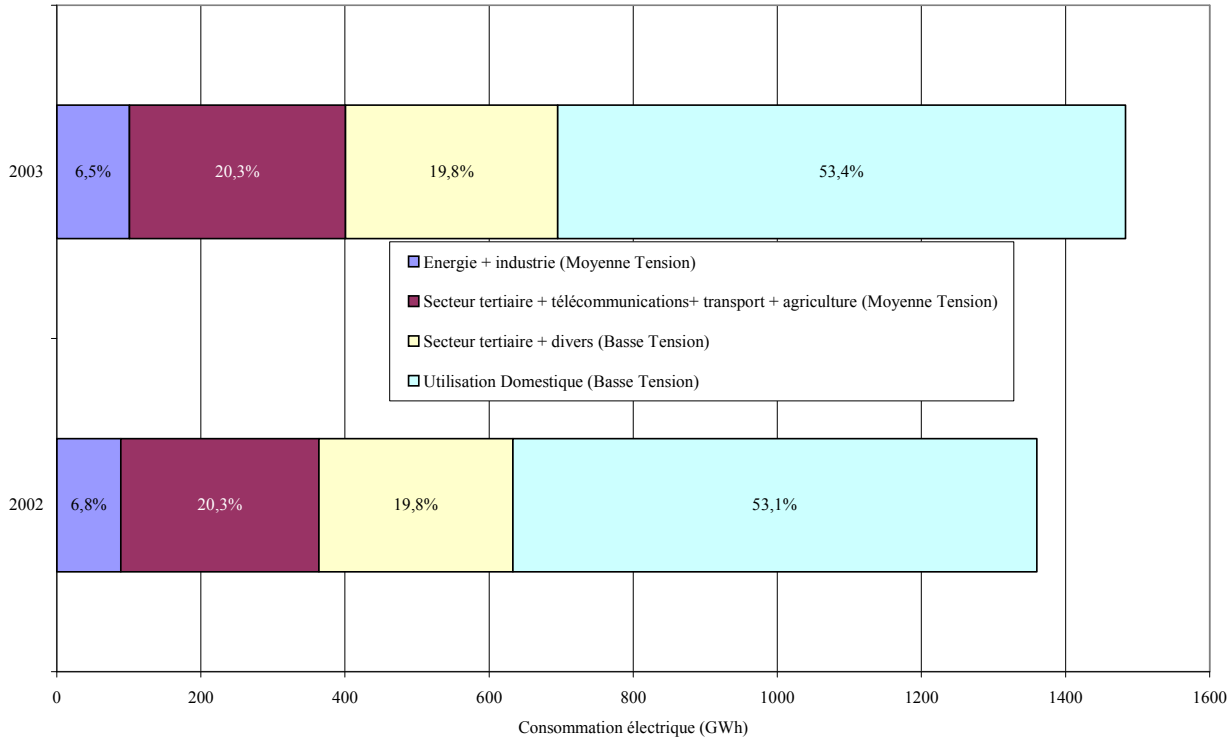


Figure 2.4 - Répartition de l'utilisation de l'électricité en Corse

2.1.2 Problèmes de la production d'électricité et situation particulière du producteur

La petitesse du réseau de distribution d'électricité en Corse est à l'origine d'un nombre important de défaillances car il est difficile dans ces conditions de contrôler la tension et la fréquence du réseau. Dans un tel réseau, on a détecté :

- plus de 200 pannes par an sur le réseau de transmission avec des chutes de tension ;

- plusieurs problèmes de fréquence avec plusieurs fois par an moins de 46 Hz. Sur la Figure 2.7, nous avons porté les relevés minutes de la fréquence sur une journée (26 Janvier 2001). On peut constater que durant toute cette journée la fréquence a été en dehors des limites réglementaires

A titre d'exemple, durant le rude hiver 2004, la tension a chuté au-dessous de 198 V. La qualité de l'électricité fournie au consommateur est mauvaise. Une manière de l'améliorer est d'augmenter l'inertie du système et d'interconnecter la Corse et la Sardaigne dont le réseau électrique est huit fois plus puissant que celui de la Corse.

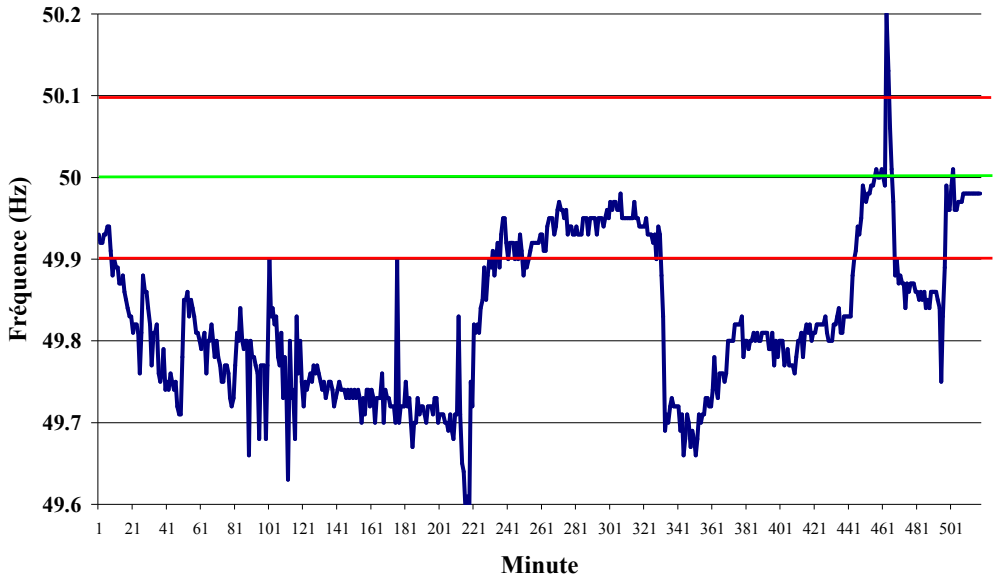


Figure 2.7 - Variation de la fréquence sur le réseau sur la journée (26 Janvier 2001).

Selon EDF, ces contraintes dues à la petitesse du réseau obligent à limiter la puissance unitaire d'un groupe de production à 25 % de la puissance moyenne appelée sous peine de fragiliser le système lors de la perte éventuelle d'un groupe et conduisent également à limiter en temps réel la puissance éolienne livrée sur le réseau à 30% au maximum de la puissance appelée. L'implantation d'éolienne sur un tel réseau ne peut se faire sans tenir compte des effets suivants. En premier lieu, une baisse simultanée du vent sur toute l'île peut faire chuter brutalement la production d'énergie éolienne et implique de disposer de marges de puissance disponibles rapidement mobilisables. En second lieu, les machines à synchronisation sont très vulnérables aux creux de tension résultant par exemple d'un défaut sur un ouvrage. Les autres moyens traditionnels – diesel, hydraulique – doivent donc permettre de conserver des marges de puissance utilisées en cas de problème. En troisième lieu, les éoliennes ne participent pas au réglage de la tension, laquelle est une quantité physique devant être constamment surveillée et pouvant faire sauter le système en cas de chute rapide. D'autres moyens doivent là encore être sollicités.

Dans les années à venir, la Collectivité Territoriale de Corse sera contrainte de lancer des appels d'offres européens pour construire les nouveaux équipements nécessaires ; mais devant cette situation fortement déficitaire, la mise en concurrence ne devrait pas trop inquiéter EDF.

2.1.3 Incident énergétique en février – mars 2005.

Dans ce contexte, il nous paraît important et capital de parler de l'incident énergétique vécu en Corse entre Février et Mars 2005, qui a accéléré le processus de choix énergétique fait par la CTC depuis. Un problème d'approvisionnement en fuel pour les centrales thermiques a obligé EDF a utiliser plus et plus tôt que prévu l'hydroélectricité. Début 2005, le froid qui s'est installé sur la

Corse fin février (période exceptionnelle) a induit une forte consommation d'électricité et les moyens hydrauliques ne pouvant plus produire, de nombreux délestages ont eu lieu sur toute l'île (10 jours de délestage). La chronologie des problèmes rencontrés est synthétisée dans le Tableau 2.4 (Leteurtrois, 2005).

Un réseau électrique vieillissant, une politique « tout électrique » et des conditions météorologiques très défavorables ont conduit à cette situation de crise très délicate mettant en exergue la problématique de la sécurité de l'approvisionnement et obligeant une réaction rapide des différents partenaires et décideurs dans le secteur de l'énergie.

Le véritable motif de la crise tient à l'insuffisance et à la vétusté des moyens de production en base qui n'étaient pas en mesure de faire face à une vague de froid exceptionnelle.

	Energie livrée (MWh)	Consommation estimée (MWh)	*Délestage (MWh)*	Pointe du Soir (MW)	Pointe du soir estimée (MW)	*Puissance coupée (MW)*
28 Février	8530	9106	*576*	382	442	*60*
1 Mars	8371	8967	*596*	380	440	*60*
2 Mars	8011	8830	*819*	352	432	*80*
3 Mars	7691	8941	*1250*	374	454	*80*
4 Mars	7403	8459	*1056*	368	428	*60*
5 Mars	7071	7974	*903*	341	421	*80*
6 Mars	7122	7479	*357*	349	409	*60*
7 Mars	7349	8349	*1000*	365	445	*80*
8 Mars	7354	8153	*799*	346	426	*80*
9 Mars	7207	7677	*470*	330	410	*80*
10 Mars	7578	7600	*22*	336	396	*60*

Tableau 2.4 - Energie livrée et Pointe du soir durant la crise énergétique de Mars 2005

La notion de puissance garantie est donc bien relative car même la puissance fournie par les centrales thermiques n'est pas garantie si le carburant n'arrive pas. Il est donc temps de se préoccuper de l'avenir énergétique de l'île et de l'avenir proche.

2.1.4 Les besoins actuels et futurs.

En 1999, la pointe de puissance appelée sur le réseau a été de 351 MW pour une puissance garantie disponible de 400 MW, soit une marge de seulement 50 MW. En 2005, la puissance appelée a dépassé les 410 MW (Figure 2.9).

La courbe de charge est caractérisée par (Barlier, 2000) : en hiver, de 200 à 350 MW ; en automne et printemps, de 80 à 150 MW ; en été de 120 à 350 MW. Si nous comparons les profils de charge, nous constatons qu'en France (RTE, 2005) la charge maximale est obtenue entre 10 et 14 heures alors qu'en Corse elle est atteinte entre 19 et 20 heures (Figure 2.9). De plus, contrairement à ce qui se passe en France continentale, la consommation est plus importante en été qu'en automne-printemps à cause de la présence d'un important flux touristique.

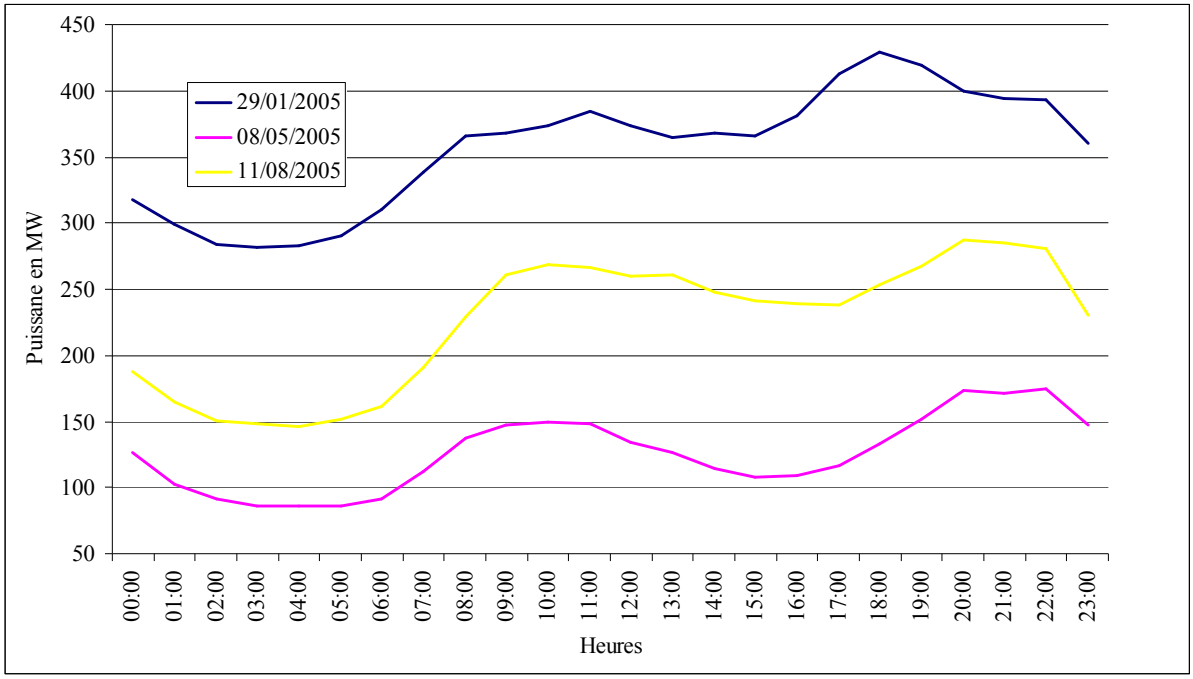


Figure 2.9 - Courbes de charge pointe saisonnière en 2005

EDF estime une croissance de la pointe appelée de 3 % par an (Barlier, 2000). De 1999 à 2003, la croissance moyenne a été de 2,7 %. Les prévisions réalisées par RTE (2003) sont issues d'une analyse sectorielle sur l'industrie, le résidentiel et le tertiaire. Elles tiennent compte des efforts engagés par les différents partenaires dans la maîtrise de la demande d'électricité, ainsi que des actions spécifiques de promotion du chauffage au gaz en ville, et au fioul en milieu rural, en remplacement du chauffage électrique. La conclusion est qu'en 2005 et 2010 la puissance pointe sera respectivement de 406 (cette estimation correspondant bien à la pointe atteinte le 29 janvier 2005 – Figure 2.9) et 494 MW. De nouveaux équipements seront alors nécessaires pour répondre à la demande. Les moyens de production actuels deviennent vieux : les centrales thermiques ont été mises en service entre 1981 et 1988 pour le Vazzio et entre 1973 et 1978 pour Lucciana. Cette dernière devait être arrêtée dans les années 1993-1995 mais elle fonctionne toujours.

En 1993, 806 GWh ont été consommés en Corse, 73 % pour des besoins domestiques et 27 % pour des besoins industriels induisant ainsi une production de 1063 GWh (en incluant les pertes sur le réseau de distribution) ; en 1998, la production est passée à 1433 GWh, c'est-à-dire une

croissance annuelle moyenne de 12,2 % par an sur la période 1993-1998. En 2015, INESTENE (1996) envisage une augmentation de 2,2 % par an de la consommation. Pour sa part, EDF estime une croissance de l'ordre de 3,2 % par an entre 1999 et 2010 (contre 7 % dans les années 80). Selon RTE (2003) la production d'énergie en 2005 et 2010 devrait être de 1887 et 2129 GWh.

Les deux centrales thermiques devraient fonctionner jusqu'en 2012. Une solution consiste dans leur transformation en un cycle combiné au gaz. En fait, un projet de gazoduc algérien est en cours d'instruction pour connecter l'Algérie à l'Italie via la Sardaigne (1550 km) et il pourrait passer par la Corse située à seulement 14 km des cotes sardes.

Une connexion courant alternatif (limitée à 50 MW pour l'instant) avec la Sardaigne a été réalisée en 2006 et devrait permettre d'améliorer la qualité de l'électricité distribuée à l'utilisateur :

- le réseau interconnecté est de l'ordre de 2000 MW ce qui permet une meilleure réaction aux perturbations;
- une amélioration de la qualité avec une tension et fréquence plus stable ;
- une diminution du nombre de délestages ;
- la puissance produite par des systèmes à sources renouvelables d'énergie (éolien et hydraulique sans retenue) fluctuent énormément avec les variations météorologiques et l'augmentation de la taille du réseau permet d'accroître le nombre de ces systèmes sur le réseau.

L'élévation de la puissance de cette interconnexion pourrait résoudre en partie le problème énergétique de l'île, mais rendrait alors la Corse dépendante de sa voisine et pire encore aurait des conséquences négatives sur l'activité économique et l'emploi en Corse.

Le développement de l'éolien est lié aux limites techniques du réseau. L'énergie éolienne est par nature aléatoire. Autrement dit, dans les petits systèmes particulièrement réactifs aux perturbations et bénéficiant de peu d'inertie électrique – comme en Corse, il est indispensable de limiter l'implantation de l'éolien à 30 % (Monlobou, 2002) de la puissance dégagée à tout moment de l'année, sachant que la courbe de charge subit en Corse des variations significatives. Dans ces conditions, seuls 50 MW éoliens sont susceptibles d'être actuellement installés. Enfin, l'acceptabilité sociale du développement de l'éolien prend toute son importance dans les îles, lesquelles se caractérisent par une sensibilité esthétique et environnementale aiguë qui pèse sur le choix des projets. Dans ce domaine, nous avons contribué à l'élaboration d'une méthode d'analyse multicritère pour la mise en place d'une gouvernance participative locale d'intégration d'éoliennes [6.7.2.15].

Dans cette perspective, les initiatives des opérateurs doivent renforcer la crédibilité de l'éolien, et la compréhension de ses caractéristiques par la population. Cette limite d'intégration pourrait rapidement atteindre 100 MW après la réalisation de l'interconnexion avec la Sardaigne. Les sites d'implantation des éoliennes (installées et en projet) se doivent être bien disséminés sur le territoire ce qui entraîne d'une part, un avantage électrique car ces fermes seront soumises à différents régimes de vent induisant ainsi une meilleure régularité de la production en moyenne et d'autre part un avantage environnemental et social avec un plus faible impact visuel.

Les énergies renouvelables dans le bilan énergétique, via l'aménagement du Rizzanese (barrage de 50 MW) et les éoliennes, devraient représenter près de 40 % de la production d'électricité, c'est là une ambition raisonnée à l'horizon 2010 et de nature à faire de la Corse une vitrine des énergies renouvelables. Une telle évolution permettrait en outre de limiter les impacts environnementaux associés à l'exploitation des équipements thermiques existants. En effet, tout en restant pour l'heure le moyen de production de base en Corse, les centrales thermiques pourraient être d'autant moins sollicitées que d'autres sources de production seront en mesure d'apporter une énergie complémentaire (globalement leur part passerait de 50 % en 2000 à 45 % en 2010).

2.1.5 Conclusion.

La situation énergétique relative à la production d'électricité est très spécifique en Corse. Si la part des énergies renouvelables est déjà importante, la planification envisage de satisfaire environ 40 % des besoins en électricité de l'île en 2010. La question énergétique insulaire renvoie à de multiples problématiques : le développement durable, l'eau et les transports, la dépendance de l'économie vis-à-vis de l'activité touristique, le tourisme durable, l'environnement, la sécurité et la moindre dépendance de l'approvisionnement énergétique.

Le développement des énergies renouvelables dans l'île semble acquis pour peu qu'il se fasse en concertation avec la population concernée (Oberti, 2004). La prise de conscience relative à l'environnement reste très forte en Corse mais le débat sur l'énergie s'est engagé dans une certaine confusion. Il faudra que tous les acteurs de ce développement énergétique informent et convainquent la population et que celle-ci, souvent touchée par le syndrome NIMBY « not in my back yard » comprenne les liens entre les enjeux de la moindre dépendance énergétique et le développement économique de l'île. Enfin, cette problématique ne se limite pas à la Corse. Elle concerne tous les territoires insulaires à travers le monde et doit être appréhendée spécifiquement. Rien qu'en Europe, les îles sont au nombre de 300 et représentent 13 millions d'habitants, soit une population plus importante que celle de certains Etats européens.

2.2 ANALOGIE PHOTOVOLTAIQUE – EOLIEN [6.7.2.37].

C'est dans ce contexte sensible, tant techniquement que socialement, que ce sont concentrées nos activités de recherches sur l'intégration de fermes éoliennes et de centrales photovoltaïques dans le réseau électrique corse.

Nous avons donc orienté nos activités de recherches sur l'étude des systèmes photovoltaïques et des fermes éoliennes en intégration dans le réseau électrique avec toute la problématique que nous avons soulevée. Nous avons voulu montrer simplement l'analogie existant entre des systèmes raccordés réseau de type photovoltaïque et éolien. Sur la Figure 2.12, la puissance produite par un système photovoltaïque raccordé au réseau en fonction de l'éclairement solaire et celle produite par une éolienne en fonction de la vitesse du vent sont représentées.

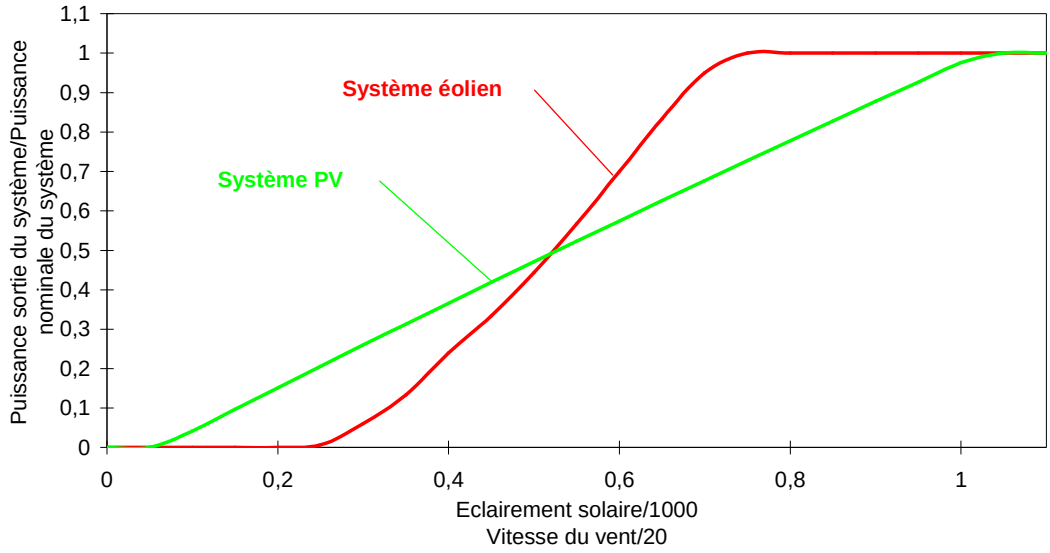


Figure 2.12. – Courbes de puissance d'un système PV et éolien raccordé au réseau.

Plusieurs similarités apparaissent :

- Une partie des pertes de l'onduleur est indépendante de la puissance de sortie, il existe donc un seuil d'ensoleillement au-dessous duquel aucune puissance électrique n'est produite par le système PV comme c'est le cas pour une éolienne au-dessous de sa vitesse de démarrage.

- Si on considère un onduleur limitant pour le système PV, celui-ci limite la puissance de sortie à la puissance nominale de l'onduleur, comme le fait l'éolienne lorsqu'elle atteint sa vitesse de puissance nominale.

- La vitesse de vent de coupure est due à des problèmes de résistance de la machine à de forts vents ; dans le cas du système PV, l'éclairement solaire ne peut excéder 1100 $W.m^{-2}$. Dans le premier cas, il s'agit d'une contrainte mécanique, dans le second d'une contrainte météorologique.

Ainsi, il doit être possible d'étendre les méthodes utilisées pour les systèmes photovoltaïques aux systèmes éoliens. On détermine la productivité d'un système en couplant la distribution statistique du paramètre météorologique utile c'est-à-dire éclairement solaire ou vitesse du vent (Figure 2.13) à la courbe de puissance du système énergétique comme l'illustre la Figure 2.14.

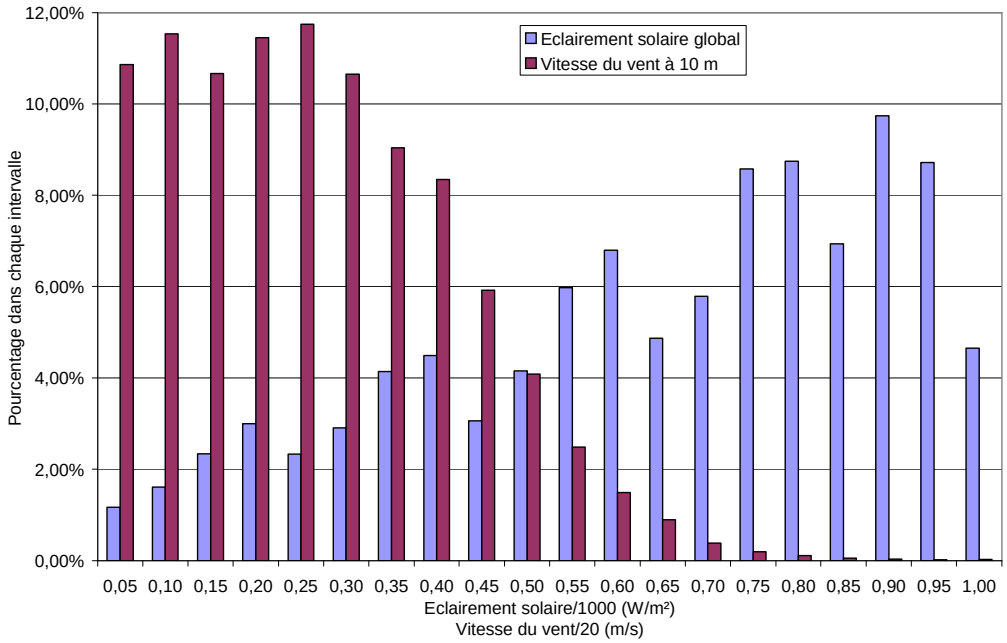


Figure 2.13 – Distribution statistique de l'éclairement solaire et de le vitesse du vent sur le site de Vignola

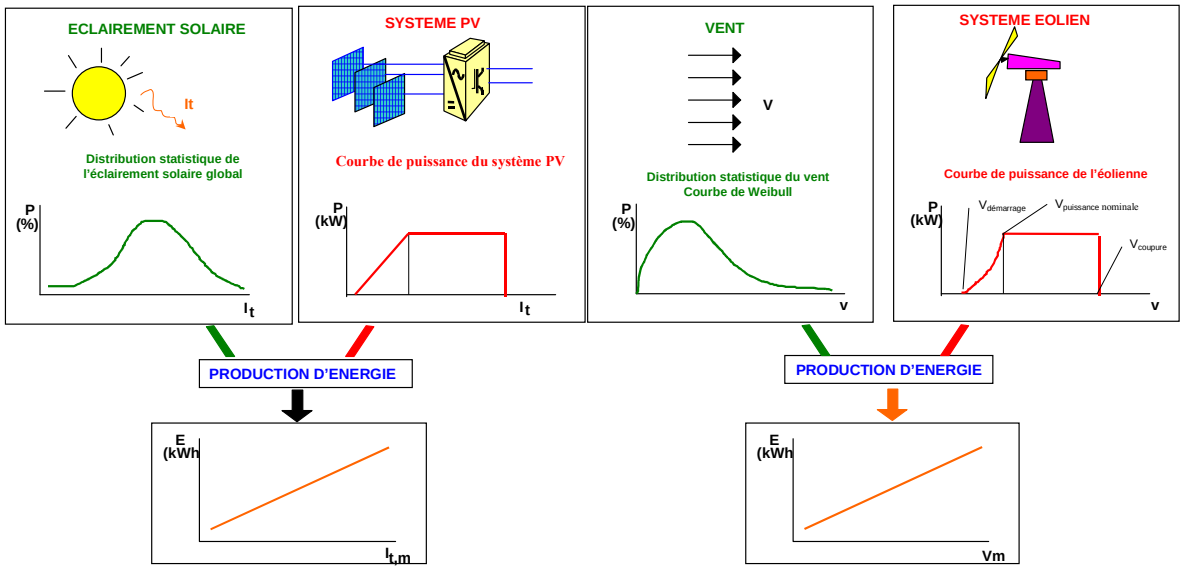


Figure 2.14 – Illustration d'une analogie entre les deux types de système.

Nous allons donc pouvoir appliquer les différentes méthodologies de manière identique aux systèmes photovoltaïque et éolien.

2.3 LIMITE D'INTEGRATION DE SYSTEMES ENERGETIQUES A SOURCES RENOUVELABLES D'ENERGIE [6.7.1.1 ; 6.7.2.32 ; 6.7.2.26. ; 6.7.2.20 ; 6.7.2.19]

Ce travail est un prolongement des nos travaux de doctorat et concerne l'étude de la limite d'intégration de systèmes à sources renouvelables d'énergie – dénommés par la suite SER (photovoltaïque et éolien) dans des réseaux non-interconnectés comme les réseaux insulaires. Comme nous l'avons décrit dans la première partie, la ressource énergétique (vent et soleil) est un phénomène aléatoire stochastique. Le comportement des systèmes énergétiques qui les utilisent comme « combustible » ne peut donc être abordé et décrit que de manière stochastique et probabiliste.

Le problème que nous avons étudié est particulièrement sensible dans le cas de réseaux isolés, comme celui des réseaux électriques insulaires, non connectés sur le réseau de distribution d'électricité continentale. Pour une compagnie d'électricité, la fiabilité des systèmes de production mixte (sources conventionnelles + renouvelables) doit répondre aux mêmes critères techniques que ceux des systèmes conventionnels. Or, le fait d'utiliser une source aléatoire peut engendrer des perturbations dont l'importance dépend d'une part des caractéristiques du réseau et d'autre part du taux d'insertion des systèmes énergétiques utilisant des sources renouvelables d'énergie (i.e. rapport entre la puissance SER installée et la puissance totale installée sur le réseau). Un taux d'insertion élevé dans un réseau électrique implique des problèmes dus principalement :

- au caractère aléatoire de la production des systèmes à source d'énergie renouvelable (sans stockage), entraînant la nécessité d'un contrôle optimum des « composantes conventionnelles » du réseau - dispatching ;
- à la faible probabilité de couplage temporel entre la charge appelée et la production du système énergétique à source « non conventionnelle », où la production peut dépasser les besoins.

L'intégration de SER sur un réseau électrique non interconnecté à un réseau continental, comme un réseau insulaire, introduit une instabilité dynamique. A partir de la charge attendue sur le réseau et du taux d'intégration du SER, nous avons mis en place une méthode stochastique qui permet d'estimer la puissance maximale de fermes éoliennes et de centrales photovoltaïques qui peuvent être installées sur le réseau et qui pourrait être supporté par celui-ci (i.e. assurer en toute circonstance la charge appelée). Pour cela, la probabilité de pertes de charges sur le réseau en utilisant un modèle de Markov est calculée, elle représente un critère de fiabilité pour le réseau.

Au vu des caractéristiques du réseau électrique de la Corse et plus particulièrement la part de chacune des sources d'énergie en fonction des mois, nous avons décidé d'étudier l'impact de

l'intégration de SER sur le réseau afin de pallier le déficit hydraulique et de réduire ainsi la production électrique d'origine thermique en période estivale. Nous considérerons donc la charge appelée sur les mois de Juin, Juillet et Août.

2.3.1 Méthodologie : processus de Markov

En utilisant un modèle de Markov, la puissance issue des moyens conventionnels de production d'énergie et celle issue de la ferme est décrite en termes de puissance disponible (état de capacité) et de probabilités associées correspondant à la disponibilité de l'état. La probabilité d'obtenir l'ensemble des états de capacité (Thermique + Eolien) sur le réseau est calculée. Pour la charge appelée en été, un modèle de Markov est également appliqué (plusieurs niveaux de charge associés à une probabilité de présence). Puis, les états de marge de réserve (différence ente l'état de charge et l'état de puissance disponible sur le réseau), ainsi que les probabilités correspondantes sont calculés afin de déterminer la probabilité de perte de charge ou encore la probabilité de risque de rupture de charge (Deshmunk et Ramakumar, 1979 ; Ringlee et Wood, 1969 ; Staib et al., 1993) c'est-à-dire la probabilité pour que le réseau ne puisse plus satisfaire la charge (paramètre classique dans la planification de système de production dans un réseau électrique). Nous déterminons ainsi une limite de la puissance installée du SER que le réseau peut supporter.

La méthodologie utilisée est un processus de Markov à transition d'états discrets (Deshmukh et Ramakumar, 1979 ; Hossain, 1991). Elle est appliquée pour décrire les unités de production classique thermique et les SER en terme de puissance disponible à un instant donné associée à une probabilité de présence appelée disponibilité. Les étapes décrivant le modèle sont les suivantes :

1) développement d'un modèle de Markov à états discrets et transitions continues pour la caractérisation de la puissance fournie par le(s) système(s) éolien(s) connecté(s) au réseau, discrétisation en N états de puissance disponible (ou capacité disponible) de 0 MW à la puissance nominale du SER installé ;

2) développement d'un modèle de Markov à états discrets et transitions continues pour la caractérisation de la puissance fournie par chacune des unités de production classique et import, avec 2 états de puissance disponible ;

3) combinaison de différentes unités de production classique et SER obtenir la puissance maximale voulue ;

4) développement d'un modèle de Markov à états discrets et transitions continues pour la caractérisation de la puissance appelée sur le réseau, avec q états de puissance appelée ;

5) combinaison des étapes 3 et 4 afin de déterminer la probabilité de perte de charge (PPC), représentant l'indice de fiabilité du réseau.

2.3.1.1 Modélisation de la capacité disponible du SER

La puissance fournie par les SER varie d'un instant à l'autre, elle dépend de la ressource (vent, rayonnement solaire), paramètres aléatoires dépendant du temps (phénomènes stochastique). L'un des moyens de modéliser ce phénomène est d'utiliser un modèle de chaîne de Markov. Nous appliquons donc ici ce type de modèle à la puissance fournie par un SER. Il est caractérisé par des états (à définir selon le processus étudié), des probabilités pour chaque état, et des probabilités de transition entre chacun des états.

En ce qui concerne le SER, les transitions d'un état de capacité i : $P_{SER}(i)$ à un autre sont supposées être instantanées et arrivent à n'importe quel moment. La puissance fournie peut correspondre à la puissance nominale $P_{SER}(nom)$ durant une certaine période et peut changer brutalement à une valeur plus basse (capacité partielle), ce changement est dû à une variation de la ressource énergétique, ou peut chuter à 0 si elle est trop faible. La capacité peut donc varier d'un état correspondant à la puissance nominale $P_{SER}(nom)$ à un état correspondant à une puissance disponible nulle $P_{SER}(j) = 0$. Il y a N_{SER} états possibles de puissance de la ferme disponible.

Les arrêts de fonctionnement dus aux pannes et à la maintenance des installations SER pouvant réduire la puissance fournie ne sont pas pris en compte et dans ce cas la disponibilité technique du SER est de 100 %. Un état de puissance partielle sera supposé dû uniquement à la variation de la ressource. Le modèle de Markov proposé pour les SER est représenté sur la Figure 2.15.

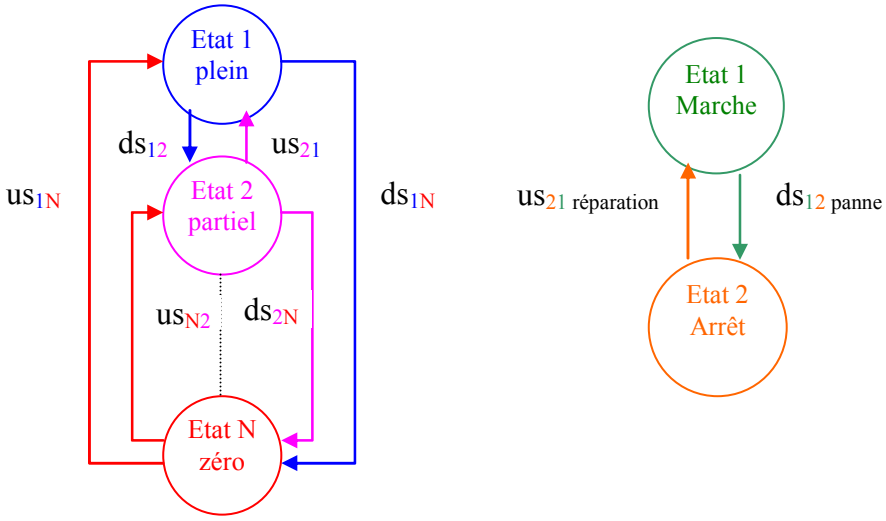


Figure 2.15 – Modèle de Markov à N états pour le SER et à 2 états pour les systèmes conventionnels.

A partir de données de la ressource énergétique comme vitesse de vent et/ou rayonnement solaire (fréquence et probabilité de transition), et en utilisant les caractéristiques du SER, le modèle est défini comme suit :

- N_{SER} états correspondant aux différentes puissances de sortie du système. L'état 1 représente la puissance nominale (maximale) et l'état N_{SER} représente une puissance nulle sortie du SER (0 MW). Il existe $(N_{SER} - 2)$ états partiels triés par ordre décroissant de capacité;
- Pour chaque état i, la probabilité de présence (disponibilité) $A_{SER}(i)$, les taux de montée $US_{SER}(i)$, (les taux de descente $DS_{SER}(i)$) vers un état supérieur (resp. inférieur) sont déterminés par les relations ci-dessous.

Pour obtenir ces états i, on calcule la probabilité de présence A_i , les taux de montée $US_{SER}(i)$ (et de descente $DS_{SER}(i)$) vers un état supérieur (respectivement inférieur).

$$A_{SER}(i) = \frac{temps\ total\ dans\ l'état\ i}{temps\ total\ de\ l'étude} \tag{2.1}$$

Le modèle de Markov permet de caractériser les transitions d'un état de capacité à un autre. Alors, on définit le « taux de départ » d'un état i vers un état k comme :

$$\rho_{ik} = \frac{nombre\ de\ transitions\ de\ l'état\ i\ vers\ l'état\ k}{temps\ total\ dans\ l'état\ i} \tag{2.2}$$

Et les taux de descente et de montée de l'état i sont exprimés par les relations :

$$DS_{SER}(i) = \sum_{k>i} \rho_{ik} \text{ et } US_{SER}(i) = \sum_{k<i} \rho_{ik} \tag{2.3}$$

- Enfin, pour chaque état i, une fréquence de rencontre de l'état i, $F_{SER}(i)$, et un temps moyen entre deux occurrences de l'état i est définit par :

$$F_{SER}(i) = A_{SER}(i) \times [DS_{SER}(i) + US_{SER}(i)] \tag{2.4}$$

2.3.1.2 Modélisation de la capacité disponible sur le réseau

Chaque unité thermique conventionnelle, mise en jeu, peut se caractériser par un modèle de Markov binaire ou à deux états (Figure 2.15) :

1) l'état de bon fonctionnement : puissance disponible maximale de l'unité, $P_{trad}(1)$, avec une disponibilité de service (taux de bon fonctionnement), $A_{trad}(1)$;

2) l'état de mauvais fonctionnement (état d'arrêt) : Puissance nulle, $P_{trad}(2)$, avec une disponibilité d'arrêt, $A_{trad}(2)$

Ces unités conventionnelles thermiques étant ainsi caractérisées, on associe à chacun de ces états une disponibilité dont les valeurs n'ont pu être obtenues à partir des services EDF-Corse. Elles sont issues de la littérature (Deshmukh et Ramakumar, 1979 ; Garver, 1966 ; Ringlee et Wood, 1969).

Etat	Capacité disponible (MW)	Disponibilité
1	$P_{unité}(1) = P_{nominale}$	$A_{unité}(1) = 0,988$
2	$P_{unité}(2) = 0$	$A_{unité}(2) = 0,012$

Pour ce concerne la fiabilité des imports, Leutertrois (2005) donne :

Etat	Capacité disponible (MW)	Disponibilité
1	$P_{import}(1) = P_{nominale}$	$A_{import}(1) = 0,97$
2	$P_{import}(2) = 0$	$A_{import}(2) = 0,03$

Le processus de défaillance est représenté par un taux de pannes : descente de l'état 1 vers l'état 2 : $DS_{1,2}$; le taux de montée $US_{2,1}$ de l'état 2 vers l'état 1 représente le processus de réparation (Deshmukh et Ramakumar, 1979 ; Garver, 1966 ; Ringlee et Wood, 1969) :

$DS_{trad}(1,2) = 0,01/24$ pannes/heure

$US_{trad}(2,1) = 0,49/24$ réparations/heure

Ensuite, à l'aide de la méthode décrite ci-après, les différentes unités avec leurs différentes capacités et disponibilités des états sont combinées successivement l'une après l'autre. Cette étape aboutit à un ensemble N_{trad} états possibles de puissance disponible pour les moyens de production classique - $P_{trad}(j)$ et $A_{trad}(j)$.

On obtient ainsi une série d'états de puissance : de l'état E(1), qui représente l'état de puissance maximale disponible sur le réseau par les moyens classiques (thermiques) à l'état $E(N_{trad})$, qui représente l'état de puissance nulle.

2.3.1.3 Méthode de modélisation de la production combinée

Ayant défini pour chacun des moyens de production mis en place les paramètres statistiques, leur combinaison permettra de déterminer les paramètres du système final (Deshmukh et Ramakumar, 1982 ; Ringlee et Wood, 1969).

Soient 2 systèmes de production A et B décrits respectivement par N_A et N_B états de puissance $P_A(i)$ et $P_B(j)$ auxquelles sont associées des probabilités de présence (ou disponibilité) $A_A(i)$ et $A_B(j)$ où $i \in [1,N_A]$ et $j \in [1,N_B]$. Les états de capacités « mixées » de ces deux systèmes sont :

$$P_A(i) + P_B(j) = P_{mix}(k) \tag{2.5}$$

la probabilité correspondante à cette puissance est donnée par :

$$A_{mix}(k) = \sum_{i,j} A_A(i) \times A_B(j) \tag{2.6}$$

où i et j varient en tenant compte de toutes les combinaisons possibles donnant la condition (2.5).

Lorsque l'on combine tous les moteurs (soit 307 MW), on arrive à un taux d'arrêt global des unités thermiques de 18%, comme l'indique Leteurtrois (2005).

On combine ensuite ce modèle décrivant les unités de production traditionnelles avec le modèle décrivant les imports et enfin le SER (capacités $P_{SER}(i)$, $A_{SER}(i)$, i variant entre 1 et N_{SER}). Nous obtenons ainsi un ensemble de paramètres caractérisant la puissance disponible sur le réseau électrique, incluant moyens traditionnels et SER. Ce modèle est décrit par un nombre total d'états N_{total} de puissance $P_{total}(r)$ associée à leur probabilité $A_{total}(r)$.

Pour chaque système combiné, le taux d'intégration est défini comme le rapport entre la puissance installée du SER et la puissance installée totale.

$$taux\ d'int\acute{e}gration = \frac{Puissance\ nominale\ du\ SER}{Puissance\ nominale\ du\ SER + Puissance\ traditionnelle\ installée} \quad (2.7)$$

On définit également le taux de couverture, comme étant le rapport entre la puissance nominale du SER et la puissance maximale appelée sur la période d'étude.

$$taux\ de\ couverture = \frac{Puissance\ nominale\ du\ SER}{Puissance\ maximale\ appelée\ sur\ le\ réseau} \quad (2.8)$$

2.3.1.4 Modélisation de la charge appelée sur le réseau

A partir de valeurs horaires fournies par EDF Corse, nous avons développé un modèle de Markov pour la charge appelée sur le réseau dont la courbe de charge horaire pour une journée d'Août 2005 est donnée sur la Figure 2.9. La charge Ch(l) est modélisée en niveaux ou états, par intervalle de 10 % - soit 8 états - de la puissance maximale appelée (charge pointe), de 287 MW, soit 80 % de la capacité thermique installée et des imports (Tableau 2.5).

Le modèle probabiliste est basé sur la puissance pointe appelée au cours de la journée sur la période d'étude. Pour étudier l'influence de la charge pointe, nous ferons varier celle-ci en pourcentage de la capacité installée (de 30 % à 100 %).

ETAT	Probabilité Ai	ds heure^{-1}	us heure^{-1}	F heure^{-1}	T heure
1: 100%	0,00159	1,71430	0	0,00273	366,3000
2: 90%	0,02355	0,69230	0,15385	0,01900	52,6316
3 : 80%	0,11855	0,39676	0,14575	0,06069	16,4777
4 : 70%	0,22011	0,23663	0,20165	0,09647	10,3659
5 : 60%	0,20584	0,29153	0,25303	0,11209	8,9214
6 : 50%	0,20697	0,21991	0,28993	0,10552	9,4769
7 : 40%	0,15783	0,10904	0,28838	0,06273	15,9413
8 : 30%	0,07224	0	0,23824	0,01721	58,1058

Tableau 2.5 – Paramètres statistiques du modèle de Markov pour la charge (% de pointe).

2.3.1.5 Probabilité de pertes de charge – risque de rupture du réseau

Le modèle de capacité et le modèle de charge sont tous les deux combinés afin d'obtenir les états de marge de réserve (M(m), aux nombre de N_M) et la probabilité associée : $A_M(m)$. La marge correspond à la l'écart entre la puissance disponible P sur le réseau et la charge appelée Ch :

$$M(m) = P_{total}(r) - Ch(l) \tag{2.9}$$

et la probabilité associée est donnée par :

$$A_M = \sum_{P,Ch} \left(A_P \times A_{Ch} \right) \text{ avec } M = P - Ch \tag{2.10}$$

A chaque état de marge, la probabilité cumulée correspondante est calculée (Ringle et Wood, 1969). Dès que la Marge est négative, le réseau n'assure plus la charge, il y a alors rupture de charge. En accord avec Milligan et Parsons (1997), Perez et al. (1988 ; 1989) et Wenger et al. (1994) nous avons supposé que la probabilité de perte de charge ne pouvait pas être inférieure à 0,0003. Ce taux correspond à une probabilité de 1 jour de pannes (défaillance) tous les 10 ans. Ainsi, la limite d'intégration de SER est donnée par la première marge négative dont la probabilité cumulée est inférieure ou égale à cette valeur.

La probabilité cumulée de la marge négative peut être convertie en un nombre d'heures représentant l'indice de pertes de charge pour la période d'étude considérée, en la multipliant par le nombre total d'heures de cette période (Deshmukh et Ramakumar, 1979 ; Hossain, 1991, Ringle et Wood, 1969) dans notre cas la valeur limite est de 0,6624 heure.

A partir de cette théorie, nous avons ainsi pu analyser l'intégration de systèmes photovoltaïques et éoliens sur le réseau électrique Corse.

2.3.2 Application aux systèmes photovoltaïques

A partir de 20 ans de données d'irradiations solaires globales horaires nous avons simulé la puissance en sortie de centrale photovoltaïque d'une puissance crête variant de 20 à 120 MWc. Les états du modèle de Markov décrivant la centrale photovoltaïque sont définis par pas de 1 MW

Nous avons donc calculé sur la période estivale les risques de rupture de charge pour différents taux d'insertion de systèmes PV et différentes charges maximales (Tableau 2.6). Les zones grisées correspondent à des valeurs ne répondant pas au critère de fiabilité (> 0,6624) et en gras italique, les valeurs pour une charge de 80% de la puissance totale installée qui correspond à la puissance maximale appelée en été.

Pour une charge maximale appelée de 80 % de la capacité installée, le taux d'insertion limite est de l'ordre de 15 % correspondant à une puissance installée PV de 60 MWc et un taux de couverture de 21 %, chiffres confirmant les valeurs précisées par EDF.

			Charge pointe en % de la puissance totale installée					
			50	60	70	80	90	100
Taux d'insertion	20 MW	5,31 %	0,00000	0,00000	0,00019	***0,01243***	0,65908	7,46629
	30 MW	7,75 %	0,00000	0,00000	0,00047	***0,05421***	1,21140	11,56819
	40 MW	10,08 %	0,00000	0,00001	0,00192	***0,10111***	2,72820	30,46378
	50 MW	12,29 %	0,00000	0,00002	0,00332	***0,24358***	6,83666	36,61129
	60 MW	14,39 %	0,00000	0,00006	0,00858	***0,54295***	9,84526	50,93404
	70 MW	16,39 %	0,00000	0,00014	0,02725	***1,09636***	11,57534	63,50300
	80 MW	18,31 %	0,00000	0,00030	0,06232	***2,63543***	29,64444	148,35784
	90 MW	20,13 %	0,00000	0,00078	0,11867	***3,84905***	35,61090	152,50134

Tableau 2.6 – Indices de risque de rupture de charge (heures).

Quel que soit le mois, une centrale PV de 60 MWc ne créera aucune perturbation sur le réseau, de plus la probabilité de perte de charge reste toujours inférieure à la limite choisie dans notre étude.

2.3.3 Application aux fermes éoliennes.

Cette démarche a été également transposée pour calculer le taux d'insertion d'un parc éolien sur le réseau. Cette analyse porte sur 4 stations météorologiques : Pertusato, Ersa, Figari et Ajaccio dont les situations géographiques ont été présentées sur la Figure 2.16.

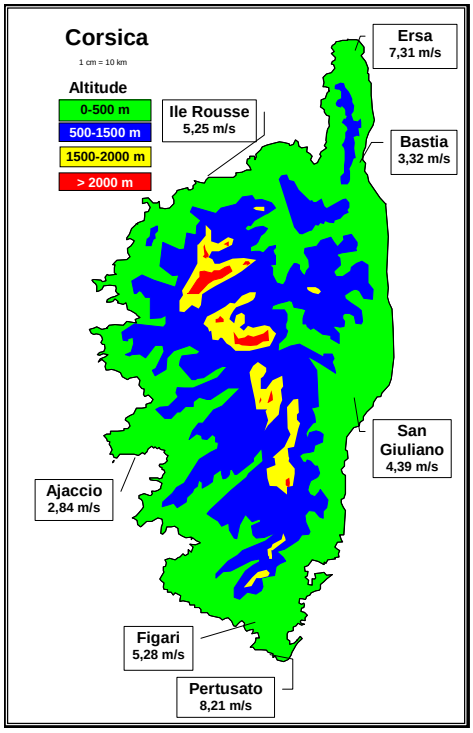


Figure 2.16. – Positionnement de sites éoliens et vitesse moyenne annuelle.

Le site d'installation de la ferme a été choisi par rapport à une analyse énergétique basée sur l'énergie produite par différents type de turbines éoliennes et repris dans le paragraphe 2.3.3.1. Il s'est avéré que, quelle que soit la turbine, le site le plus productible était celui de Pertusato. Nous

avons donc fait l'hypothèse que la ferme éolienne était positionnée sur ce site. L'intégration d'une ferme éolienne de 50 MW à 200 MW a donc été étudiée. Le nombre d'états du modèle de Markov décrivant la ferme éolienne est également par pas de 1 MW.

			Charge pointe en % de la puissance totale installée					
			50	60	70	80	90	100
Taux d'insertion	70 MW	16,4 %	0,00000	0,0000000	0,00000004	0,000009	0,00039841	0,00652659
	80 MW	18,3 %	0,00000	0,0000000	0,0000001	0,00001931	0,00095921	0,01046584
	90 MW	20,1 %	0,00000	0,0000000	0,00000025	0,00004118	0,0014588	0,01213133
	100 MW	21,9 %	0,00000	0,0000000	0,00000058	0,00008591	0,00308872	0,02059977
	110 MW	23,6 %	0,00000	0,0000000	0,00000145	0,00017729	0,00431342	0,02480424
	120 MW	25,2 %	0,00000	0,0000001	0,00000287	0,00031644	0,00756183	0,0388298
	130 MW	26,7 %	0,00000	0,0000001	0,00000623	0,00056208	0,00938294	0,04247004
	140 MW	28,2 %	0,00000	0,0000003	0,00001119	0,00103084	0,01115669	0,05014828

Tableau 2.7 – Indices de risque de rupture de charge (heures).

Les zones ombrées dans le Tableau 2.7 correspondent à des valeurs de la PPC (Probabilité de Perte de Charge) ou RRC (Risque de Rupture de Charge) qui ne répondent pas au critère de fiabilité (i.e. 0,0003). Pour une charge pointe de 80 % de la capacité totale installée, le taux d'intégration limite pour une ferme éolienne implantée à Pertusato et raccordée au réseau est de 24 % soit une puissance installée de 110 MW correspondant à un taux de couverture de 38%. Cette limite est quasiment identique quel que soit le site étudié (à l'exception d'Ajaccio dont le potentiel éolien est incompatible avec l'installation d'une ferme) comme le montre le Tableau 2.8.

	Vitesse du vent Moyenne annuelle	Taux d'insertion
Pertusato	8,3 m/s	23,5 % (110 MW)
Ersa	7,96 m/s	22,5 % (105 MW)
Figari	5,24 m/s	22,5 % (105 MW)
Ajaccio	2,84 m/s	17% (70 MW)

Tableau 2.8 – Limite d'insertion pour les quatre sites étudiés.

Au Portugal, Aguiar et al. (2001) et Morales et al. (2002) ont déterminé un taux d'intégration de 23 % de la puissance totale installée en 1998. Selon Hossain (1991), des niveaux de pénétration jusqu'à 35 % sont réalistes dans les systèmes électriques existants. Les résultats obtenus dans notre étude semblent donc confirmer ce point.

En considérant l'installation d'une ferme éolienne de 110 MW à Pertusato, nous avons analysé sa production mensuelle et les conséquences qui en découlent sur la fourniture d'électricité sur l'île (Figure 5.17) Pendant les mois de Juin, Juillet, Août et Septembre, la production énergétique d'une ferme éolienne de 110 MW située à Pertusato est d'environ 190 GWh, tandis que la production hydraulique sur la même période est de l'ordre de 31 GWh. Dans ce cas, en termes de production d'énergie globale, la centrale éolienne permet d' «économiser» la totalité de l'énergie hydraulique

et évite l'utilisation d'une partie de l'énergie provenant des installations thermiques. Nous observons donc un « gain » important pour la période estivale (Juin, Juillet, Août, Septembre). La ferme éolienne permet d'économiser la totalité de l'énergie hydraulique durant 7 mois

La réduction de la production hydraulique engendrée par l'intégration de la ferme éolienne de 110 MW varie de 40 % à 400 % selon le mois. La ferme éolienne peut donc être très utile pour déplacer dans le temps l'utilisation des moyens hydrauliques, et vice-versa. En effet, la puissance de la ferme correspondant à celle des moyens hydrauliques, ceux-ci peuvent servir de secours pour la ferme éolienne : on peut envisager une exploitation commune de ces deux types de moyens de production d'électricité sur le réseau comme nous l'avons abordé dans la communication [6.7.2.12] concernant le couplage éolien-hydraulique par de l'hydro-pompage.

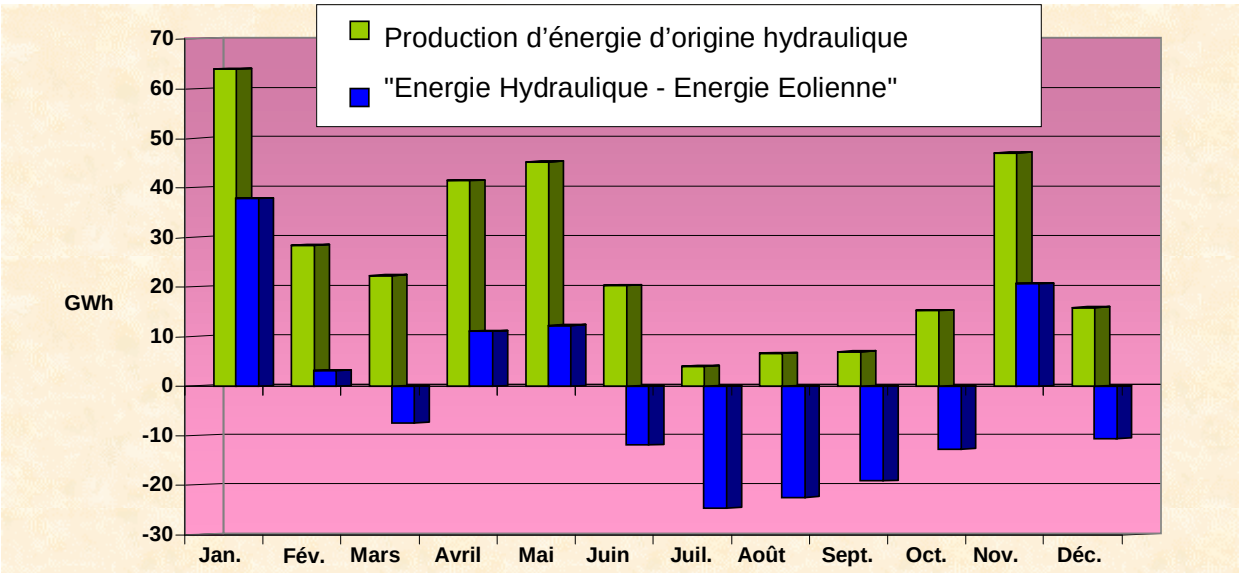


Figure 2.17 - Energie mensuelle hydraulique et éolienne (GWh)

Une des raisons invoquées lors des installations éoliennes concerne la protection de l'environnement. L'énergie éolienne permet d'éviter la pollution par émission de CO_2 parce que chaque kWh produit par une éolienne remplace un kWh généré par un autre moyen. Comme nous avons pu le constater sur la Figure 2.17, l'énergie éolienne peut être utilisée afin de « différer » l'énergie hydraulique pendant l'année, et elle permet aussi de diminuer l'utilisation de l'énergie thermique.

Ainsi la production d'origine éolienne réduit les émissions atmosphériques en remplaçant l'énergie générée par les sources fossiles (Mackay et Probert, 1996). Bien que la translation de cette réduction en une valeur économique nécessite une recherche plus approfondie, il est largement accepté qu'une valeur existe bien. La réduction des émissions est corrélée avec la production

d'énergie, et en supposant une simple régression entre les kWh produits par une centrale thermique et les émissions correspondantes (Frankl et al., 2000) et dans l'hypothèse où l'énergie produite par la ferme éolienne permet d'éviter l'utilisation des centrales thermiques, nous pouvons conclure que l'insertion d'une ferme éolienne dans la limite de 110 MW, permettrait d'éviter l'émission d'environ de 250 à 3850 kTonne par an de CO_2, ainsi que de 5 à 7 kTonne de SO_2 dans l'année.

Il serait important par la suite de réaliser une étude économique qui prendrait non seulement en compte l'énergie produite, les coûts d'installation, de fonctionnement et d'exploitation, mais, également, cette notion « d'émission évitée de gaz » et d'y inclure les externalités.

2.3.3.1 Analyse des sites [6.7.1.19 ; 6.7.2.26].

Nous avons vu que le choix du site d'installation est capital pour l'optimisation sur le réseau électrique. Nous avons alors réalisé une étude comparative (technico-économique) d'installations d'éoliennes sur quatre sites pour lesquels nous disposions de séries temporelles importantes de données de vent à savoir Ersa, Pertusato, Figari et Ile Rousse (Figure 2.16). Les caractéristiques de ces sites calculées sur une période de 1960 à 1990 sont présentées sur la Figure 2.18.

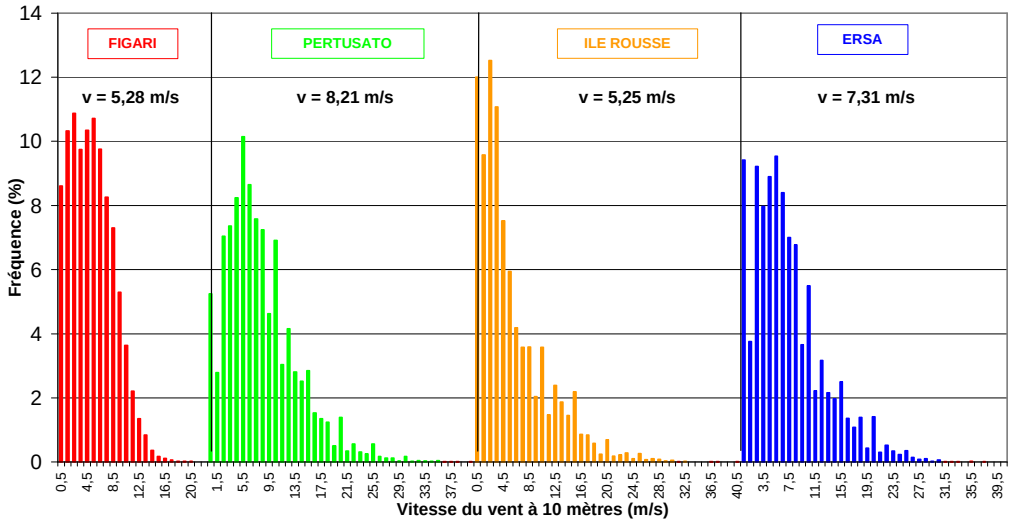


Figure 2.18 – Distributions de vitesses du vent sur les quatre sites d'étude.

Calculer le coût de production électrique en ne considérant que les coûts d'une seule éolienne n'est pas réaliste. Nous avons donc étudié l'influence de la taille de la ferme et de la puissance des éoliennes utilisées sur le coût de production du kWh. Pour l'évaluation des coûts d'infrastructure, nous avons tenu compte :

- d'éléments liés au nombre d'éoliennes comme les routes d'accès aux éoliennes, les installations électriques, les terrassements et les fondations ;
- d'éléments semi-dépendants ou peu dépendants de la connexion au réseau, le système de contrôle et la maîtrise d'ouvrage ;

- d'éléments indépendants comme l'accès à la ferme, les bâtiments et d'autres postes tels que la diffusion du projet, les imprévus, etc…

Les prix des éoliennes sans transformateur ont été obtenus grâce à un catalogue édité par WINKRA-Recom (G) (Gluck, 1998). Pour l'évaluation des coûts d'exploitation et de maintenance de la ferme, nous avons tenu compte :

- de la main-d'œuvre ;
- des pièces de rechange et produits consommables ;
- des véhicules et de l'équipement ;
- de la location de grues ;
- et d'autres coûts indirects tels que la location du terrain, les impôts et l'assurance.

Nous avons développé en détail chacun de ces aspects à partir de nombreuses études et de données de fermes existantes en exploitation (Bozzanyi et Strowbridge, 1994 ; Craig et Leibmann, 1992 ; Gardner, 1994 ; Hoeskstra et Van der Ham, 1995 ; Laali et al., 1996 ; Steadman 1992). Nous avons donc évalué le coût de production en fonction du potentiel éolien, de la puissance de l'éolienne et de la taille de la ferme (Figure 2.19).

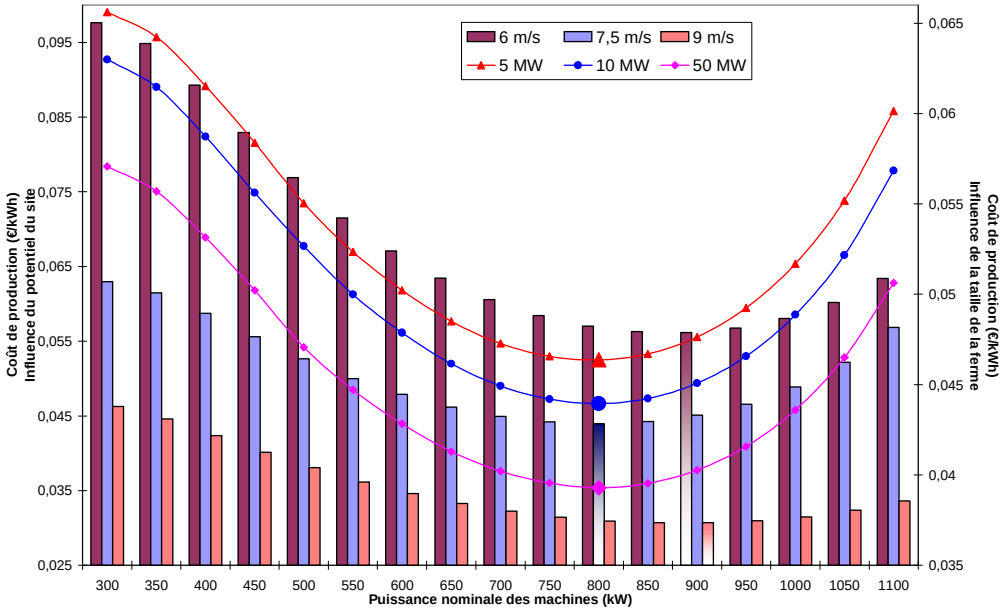


Figure 2.19. – Variation du coût selon la puissance de la machine, le potentiel du site et la taille de la ferme.

Il apparaît que le coût minimum est obtenu pour des machines de puissance nominale variant entre 750 et 850 kW. De plus, il est évident que celui-ci diminue avec la taille de la ferme. En effet, certains coûts de l'infrastructure tels que les routes, les fondations, le câblage électrique et les sous-stations électriques locales pour les éoliennes augmentent en proportion avec la taille de la ferme. Cependant les coûts liés au bâtiment de contrôle, à la connexion au réseau et à la maîtrise d'œuvre

sont moins dépendants du nombre de machines et permettent donc une économie d'échelle pour les grandes fermes. Toutefois, cette réduction d'investissement devient quasi nulle à partir de 20 MW et c'est davantage grâce à la réduction des frais d'exploitation et de maintenance que les coûts de production diminuent.

Pour prolonger cette étude, nous avons choisi quatre éoliennes de 750 kW installées en ferme de 10 machines : Windmaster 750, Largewey 45, Seewind 52 et 62 (ces deux dernières se différencient par la hauteur de leur moyeu). Le facteur de capacité représente les performances de la machine, il correspond au rapport de l'énergie produite par l'éolienne sur sa production à puissance nominale sur la même période. Les résultats des différentes simulations sont présentés sur la Figure 2.20.

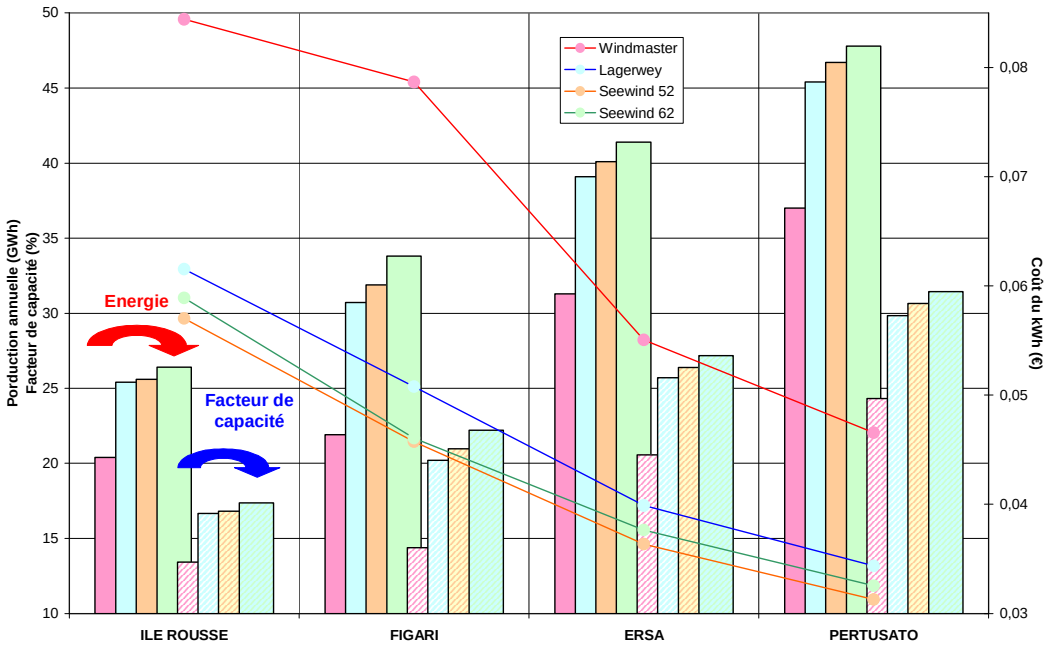


Figure 2.20 – Production, facteur de capacité et coût de production.

Comparé aux autres systèmes de production d'énergie, le coût du kWh éolien est compétitif puisque ces machines produisent entre 0,03 et 0,08 €/kWh soit à moindre coût que les installations diesel (entre 0,091 et 0,11 €/kWh), beaucoup moins que les turbines à gaz (entre 1,03 à 2,40 €/kWh) et du même ordre de grandeur que les équipements hydrauliques (entre 0,03 et 0,11 €/kWh). Le coût du kWh en provenance du câble SACOI est de l'ordre de 0,029 €/kWh.

Le potentiel éolien en Corse a été identifié à 433 MW (EDF, 2002 ; Istria, 2000 ; Lynge, 2000) pour une moyenne annuelle de vitesse de vent supérieure à 7 m/s. Sur cette base, le potentiel économiquement viable est de 100 MW valeur très proche de celle déterminée lors de notre étude de l'insertion de moyens de production éoliens sur l'île.

2.3.4 Conclusion

Dans cette étude nous avons démontré que pour un réseau électrique à caractère insulaire tel que celui de la Corse (non raccordé au réseau de distribution d'électricité du continent) le taux de pénétration éolien est d'environ 24 % (de l'installation de puissance thermique et import) soit 110 MW ; et de 15 % (60 MWc) pour le photovoltaïque. Cette limite semble être la valeur maximale que le réseau Corse puisse supporter. Ces résultats sont basés sur une approche stochastique de chaine de Markov (une analyse en sensibilité sur le nombre d'états ne modifie pas ces chiffres).

De plus, la production photovoltaïque et surtout éolienne favorise le fait de pallier les moyens hydrauliques pendant la période la plus défavorable pour cette ressource, c'est-à-dire durant la période estivale. Ceci permet d'économiser les ressources thermiques (classiques) dont l'utilisation induit des influences néfastes sur la santé de l'homme (gaz : CO_2 et SO_2).

En outre, cette étude souligne l'importance des effets micro-climatiques et donc du processus de sélection des sites, non seulement de la production totale d'énergie, mais aussi au niveau de la disponibilité de cette énergie en fonction des besoins.

2.4 LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU ELECTRIQUE

En parallèle à cette problématique d'intégration, nous nous sommes intéressés à l'étude et l'analyse d'un système photovoltaïque installé au laboratoire et à un usage bien spécifique de ces systèmes, le relevé de chute de tension en bout de ligne Basse Tension (BT).

2.4.1 Etude expérimentale d'un système Photovoltaïque connecté au réseau électrique [6.7.2.4 ; 6.7.2.6 ; 6.7.2.16 ; 6.7.2.39]

Le système photovoltaïque installé au laboratoire est un système raccordé au réseau électrique. Une station d'acquisition des données, connectée à l'onduleur, permet de suivre les principaux paramètres électriques du système (l'intensité et la tension en sortie du champ PV et de l'onduleur, la fréquence, l'impédance, les heures de début et fin de production journalière, l'énergie produite cumulée, le temps de fonctionnement cumulé, l'état de l'onduleur et l'erreur causant la perturbation ou la mise en attente de l'onduleur). L'installation est également équipée de capteurs de rayonnement et de température (Figure 2.21). Le laboratoire dispose également d'une station météorologique complète. Les différents paramètres sont enregistrés au pas de temps de la minute depuis 2000. Ces données nous permettent d'étudier la performance du système connecté au réseau électrique local et d'en déduire le potentiel de la technologie PV en climat méditerranéen.

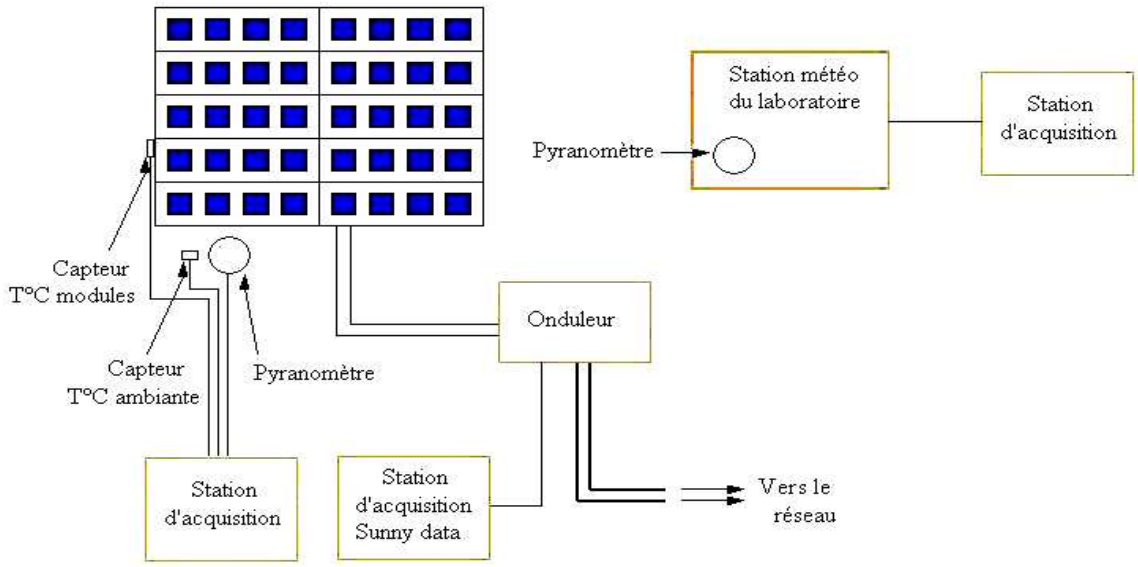


Figure 2.21 - Schéma de l'installation PV.

Sur l'ensemble de la période étudiée, on dispose du rayonnement global, mesuré par des pyranomètres de la station météorologique. La figure 2.22 présente l'évolution du rayonnement solaire global journalier au cours de la période d'étude. Le maximum est observé chaque année au mois d'avril avec un rayonnement qui peut atteindre 8 kWh/m^2 certains jours. La moyenne annuelle est d'environ 5,2 kWh/m^2/jour.

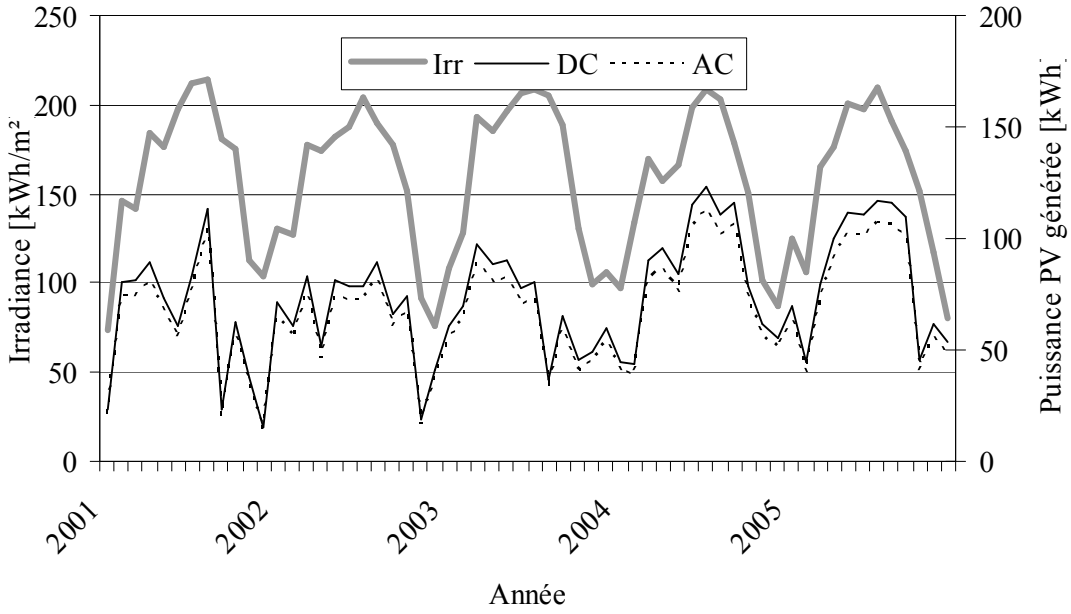


Figure 2.22 - Evolution des valeurs énergétiques annuelles de la productivité globale

Le champ PV est composé de 10 modules connectés en série mono-cristallins de type BP Solar 585 F, totalisant une puissance crête de 850 Wc, soit une surface de 5,625 m^2, un rendement nominal η_0 = 15,1 % et orienté plein sud et incliné à 45°. L'onduleur est un Sunny Boy GCI 1000 – SWR 700 d'une puissance de sortie nominale 700 W; son rendement maximal η_{OND} = 93,4 %; et de consommation à vide de 4 W.

2.4.1.1 0ptimisation de la taille relative des composants du système PV raccordé au réseau.

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique sont principalement constitués de deux sous systèmes comme l'illustre la figure 2.21. :

- le champ photovoltaïque (champ PV) caractérisé de deux manières possibles, soit par sa puissance crête $P°_{PV}$; soit par sa surface S_{PV} et son rendement η_{PV}.

- le système de gestion de l'énergie, c'est à dire le convertisseur DC/AC (onduleur) caractérisé par sa puissance nominale $P_{nom\text{-}onduleur}$ et son rendement en fonction de la charge.

Nous présentons la modélisation du rendement η_{PV} du champ réalisée à partir de mesures effectuées in situ. Celui-ci est donné en fonction de la puissance maximale issue du champ, P_m, de l'irradiance dans le plan des capteurs, ϕ, et de la surface S, par la relation :

$$\eta_{PV} = \frac{P_m}{\phi S} \tag{2.11}$$

Dans la littérature (Cirillo et Lazzarin, 1988 ; Macagnan et Lorenzo, 1992 ; Notton, 1992 ; Siegel et al., 1981) la formule la plus couramment utilisée, en fonction de la température de référence $T_{réf}$ = 25°C, la température de jonction T_j, et le coefficient de température β, est :

$$\eta_{PV,litt} = \eta_{ref}\left[1 - \beta\left(T_j - T_{ref}\right)\right] \tag{2.12}$$

où $\eta_{réf}$ est le rendement de référence du champ tel que :

$$\eta_{ref} = \eta_{ref,modules} \times \eta_{pertes} = 0{,}151 \times 0{,}95 = 0{,}143 \tag{2.13}$$

η_{perte} est le rendement estimé lié aux pertes au sien du champ (câbles, diodes ; …).

La littérature concernant l'étude de différents systèmes photovoltaïques (Cirillo et Lazzarin, 1988 ; Macagan et Lorenzzo, 1992 ; Siegel et al.,1981) indique que le paramètre β varie entre 0,0025 K^{-1} et 0,008 K^{-1}. A partir des données expérimentales, on montre que β = 0,00483 K^{-1}

Afin d'étudier l'évolution du rendement le plus précisément possible, nous avons effectué des campagnes de mesures sur le champ tout au long d'une journée (10 mai 2004). Une acquisition a été effectuée toutes les cinq minutes, de 7:00 heures à 19:30 heures. Nous avons relevé la puissance maximale, la température ambiante, le rayonnement solaire et la température au dos du module. Sur la Figure 2.23, nous avons tracé l'évolution du rendement au cours de la journée. On peut nettement observer l'effet de la température des modules sur le rendement. Un début et de fin de journée, quand le rayonnement est moins important et quand la température des modules est plus faible, le rendement est plus important qu'en milieu de journée lorsque la température des modules est la plus importante.

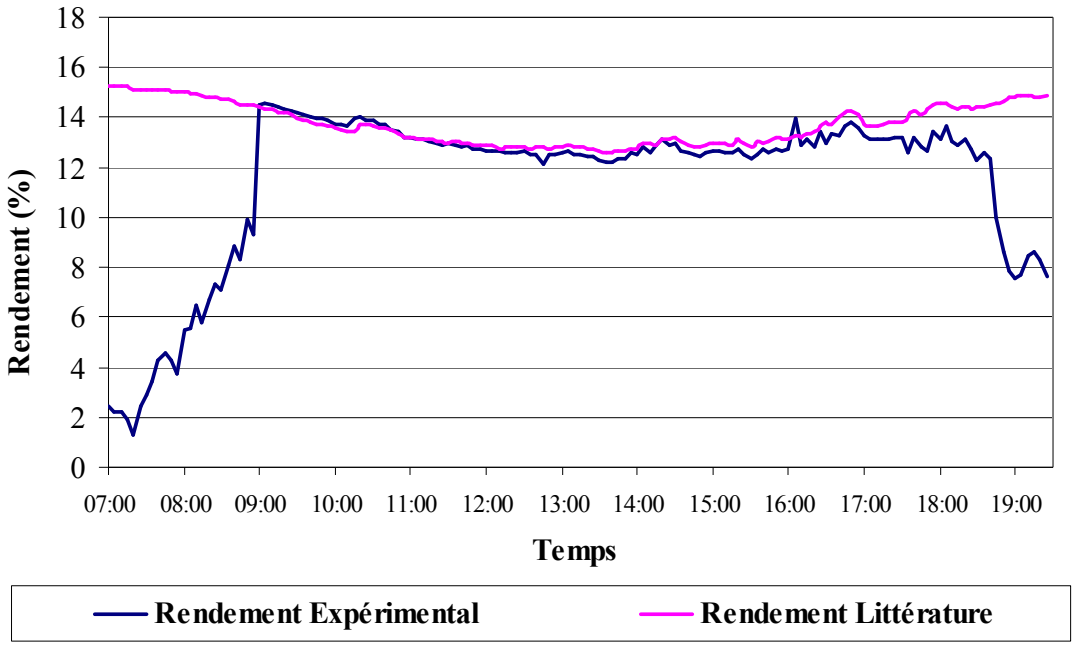


Figure 2.23 - Evolution du rendement du champ au cours d'une journée (10 Mai 2004)

Nous avons tracé le rendement modélisé par l'équation (2.12) afin de le comparer aux données mesurées. On constate qu'en début de journée la température de surface est relativement basse (< 14 °C), alors que le soir, elle reste encore élevée (> 20 °C). Elle est fortement corrélée à l'irradiation solaire, et on observe un phénomène d'inertie thermique au sein du capteur. En milieu de journée l'irradiation atteint son maximum (environ 700 W/m²) ainsi que la température des modules (> 40 °C) (Figure 2.2.4), le rendement atteint alors une valeur minimale (12 %).

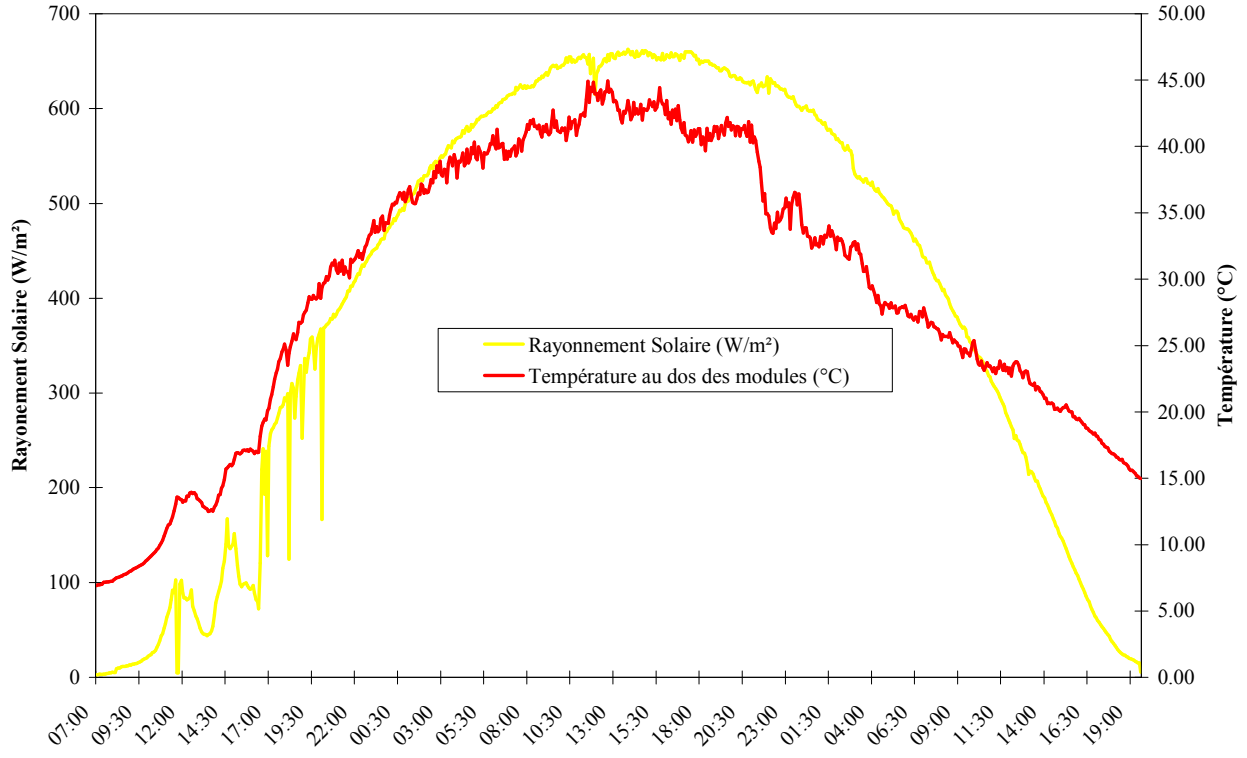


Figure 2.24 - Evolution du rendement du champ au cours d'une journée (10 Mai 2004)

L'augmentation de température durant la journée induit donc une diminution du rendement du champ, il passe de 14,5 % à 10h à 12,5 % à 13h30. Puis l'irradiation et la température diminuant le rendement augmente, tant que l'irradiation reste relativement importante. Ensuite, le rendement, l'irradiation et la température au dos du module chute. A partir de ces constatations, on peut remarquer que l'équation (2.12) reproduit de manière satisfaisant le rendement du champ au cours de la journée, excepté en début et fin de journée lorsque les valeurs de l'irradiance sont faibles.

Après cette analyse sur le champ photovoltaïque, nous nous sommes intéressés au couplage entre le champ photovoltaïque et l'onduleur. Nous avons recherché à dimensionner la puissance crête de champ donnée pour une puissance donnée de l'onduleur. Ceci revient à déterminer le rapport $P_{nom-onduleur} / P°_{PV}$ qui conduit à une production maximale d'énergie du système global sur une période donnée. Pour ce faire, nous avons simulé le fonctionnement du système sur une période suffisamment longue et avons calculé pour l'onduleur SM Sunny boy l'énergie produite par le système.

Le champ photovoltaïque a été modélisé par l'équation (2.12). Le convertisseur DC/AC est modélisé par l'intermédiaire de son rendement instantané dont la valeur dépend de la puissance appelée et plus précisément du rapport p de la puissance appelée sur la puissance nominale du convertisseur DC/AC.

$$p = \frac{P_{sortie}}{P_{nom-onduleur}} \tag{2.14}$$

Le rendement de l'onduleur $\eta_{DC/AC}$ est défini par : $\eta_{DC/AC} = \frac{P_{sortie}}{Psortie - PV}$, de plus la puissance perdue lors de la conversion dans l'onduleur est : $P_{perte} = P_{sortie-PV} - P_{sortie}$. Or, Schmid et Schmidt (1991) ont montré que :

$$p_{perte} = \frac{P_{perte}}{P_{nom-onduleur}} = p_0 + kp^2 \tag{2.15}$$

p_0 est une constante indépendante de la puissance appelée et relative aux pertes à vide, k est une constante liée aux pertes résistives de l'onduleur. Il découle des équations précédentes que :

$$\eta_{DC/AC} = \frac{p}{p + p_0 + kp^2} \tag{2.16}$$

les constantes p_0 et k sont des caractéristiques de l'onduleur et peuvent être obtenues à partir des rendements à 10% et 100% de charge η_{10} et η_{100} par :

$$p_0 = \frac{1}{99}\left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9\right) \qquad \text{et} \qquad k = \frac{1}{\eta_{100}} - p_0 - 1 \tag{2.17}$$

Dans notre cas p_0 = 0,091675 et k = 0,0120776. Les valeurs mesurées et calculées du rendement sont identiques (le coefficient de corrélation est de 99,7 %.

L'onduleur est de type « limitant » c'est-à-dire que la puissance de sortie P_{sortie} ne peut excéder la puissance nominale $P_{nom\text{-}onduleur}$, ainsi :

$$\begin{cases} p = 1 & si \quad p \geq 1 \\ p = 0 & si \quad \dfrac{P_{sortie-PV}}{P_{nom-onduleur}} \leq p_0 \\ kp^2 + p + \left(p_0 - \dfrac{P_{sortie-PV}}{P_{nom-onduleur}}\right) = 0 & si \quad p_0 < p < 1 \end{cases} \tag{2.18}$$

Il est donc possible de déterminer à chaque instant la valeur de la puissance en sortie l'onduleur et de calculer pour chaque rapport $P_{nom-onduleur}/P°_{PV}$ la production du système ainsi que le rendement énergétique moyen de l'onduleur.

Nous avons déterminé le rapport entre la puissance nominale de l'onduleur et la puissance installée du champ photovoltaïque, $T_{ener} = \dfrac{P_{nom-ond}}{P°_{PV}} = \dfrac{700}{P°_{PV}}$, rapport qui conduit à un rendement énergétique maximal calculé sur la période de simulation, pour chacun des couples ($P°_{PV}$, Pnom-ond = 700) par :

$$\rho = \frac{E_{sortie,ac}}{E_{sortie,PV-dc}} \tag{2.19}$$

Sur la Figure 2.25, nous avons représenté ce rendement énergétique en fonction du ratio $T_{éner}$. On peut observer que la configuration actuelle (850 Wc – 700 W) est proche à la configuration optimale énergétique. Celle-ci est de 680 Wc – 700 W (soit 8 modules au lieu des 10 installés). La différence entre ces deux configurations est due à des considérations techniques. Comme nous l'avons dit, l'autre paramètre à prendre en considération est la tension de fonctionnement. L'onduleur fonctionne dans une gamme de tension fixée en entrée (comprise entre 125 V et 250 V), celle-ci dépend du nombre de modules en série. Installer moins de 10 modules induit une tension continue trop faible pour cet onduleur.

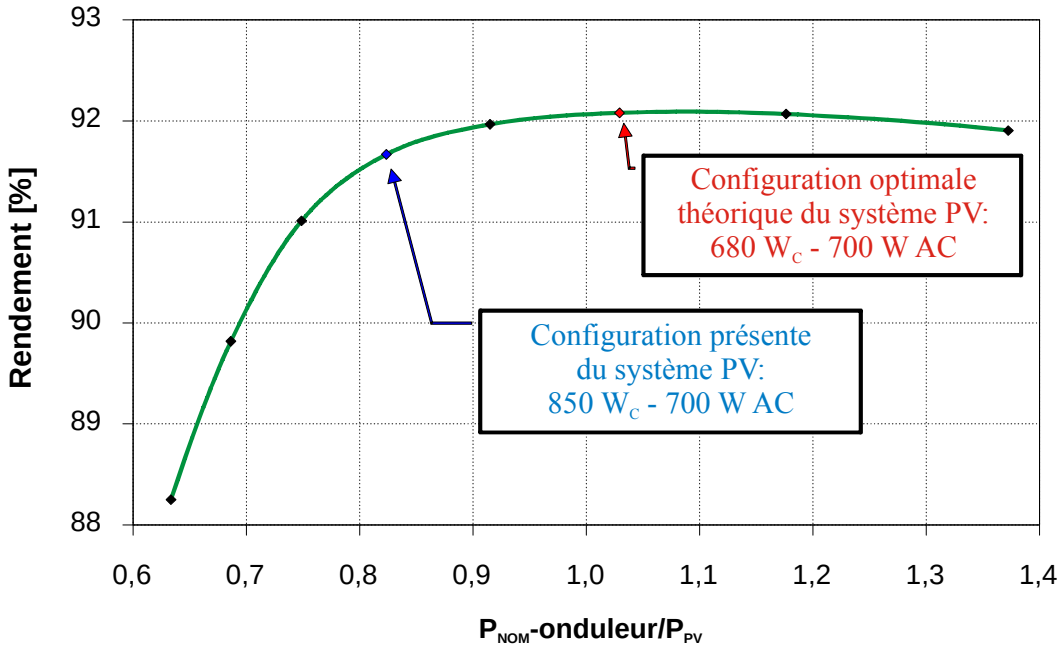


Figure 2.25 - Configuration énergétique.

Cependant, cette configuration est proche de l'optimum énergétique 91,8 % contre 92,2 %. L'énergie perdue sur la période d'étude est relativement faible, moins de 3 %.

2.4.1.2 Analyse des performances d'un champ photovoltaïque connecté au réseau électrique de Corse.

Après avoir effectué et validé la modélisation du système photovoltaïque, nous nous sommes intéressés à l'analyse de ces performances. Pour cela nous disposons de 5 années complètes d'enregistrement au pas de temps de la minute. Le tableau 2.9 recense les paramètres énergétiques du système sur la période d'étude 2001 - 2005.

Année	Irradiance solaire	Energie produite		Nombre d'heures
	kWh/m^2	DC	AC	h/an
		kWh	kWh	
2001	1918,1	744,4	681,8	3293,4
2002	1869,0	796,8	725,3	4061,5
2003	1955,9	821,7	747,9	4274,3
2004	1852,1	1018,8	930,4	4210,8
2005	1895,0	1019,4	931,7	3973,2

Tableau 2.9 : Valeurs annuelles de la productivité globale.

On peut observer que l'énergie produite lors des trois premières années est bien en-deçà de ce qui a été produit en 2004 et 2005. Nous pouvons visualiser plus précisément, sur la Figure 2.22, le comportement du système (énergie dc et énergie ac produites par le système) en fonction de l'ensoleillement sur les cinq années.

Pour un fonctionnement « normal », la variation de la production de l'énergie électrique d'un système PV « suit » la variation annuelle de l'ensoleillement. Mais ce n'est pas toujours le cas. D'une année sur l'autre, certaines périodes sont défavorables malgré l'ensoleillement élevé. Cela montre un comportement défaillant du système. Les mesures présentées ne sont pas suffisantes pour évaluer avec précision la performance du système. Une étude plus fine des paramètres qui décrivent de façon claire et précise le fonctionnement des différents composants du système pendant la durée de l'étude est nécessaire. Pour cela, six paramètres de performance normalisés (norme 61724 IEC) (IEC, 1998) sont employés pour définir la performance globale du système en ce qui concerne la production énergétique, la ressource solaire et l'effet global des pertes de système. Ils ont été établis pour fournir les informations nécessaires sur la conception de systèmes de PV et l'évaluation de leurs performances. Ils sont normalisés pour comparer les performances des systèmes PV suivant la situation géographique, la technologie et la conception. Ces paramètres (Haeberlin et Beutler, 1995 ; Marion et al., 2005), sont :

L'énergie de système (Y_F) :

$$Y_F = \frac{E_{Système}}{P°_{PV}}, \qquad \text{[kWh/kWc]} \tag{2.20}$$

Energie de champ PV (Y_A) :

$$Y_A = \frac{E_{PV}}{P°_{PV}}, \qquad \text{[kWh/kWc]} \tag{2.21}$$

L'énergie de référence (Y_R) :

$$Y_R = \frac{H_T}{G_{CTS}}, \qquad \text{[kWh/kWc]} \tag{2.22}$$

Les pertes de système (L_S) :

$$L_S = Y_A - Y_F, \qquad \text{[kWh/kWc]} \tag{2.23}$$

Les pertes diverses (L_C)

$$L_C = Y_R - Y_A, \qquad \text{[kWh/kWc]} \tag{2.24}$$

Le Rapport de Performance (PR)

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}, \qquad \text{[sans dimension]} \tag{2.25}$$

Nous présenterons ici en détail uniquement ce dernier paramètre. Il mesure l'effet global des pertes sur le rendement évalué, dues au câblage, aux coupures et arrêts de l'onduleur, à des pertes qui apparaissent au moment de conversion du courant AC en courant DC, à la température des modules mais aussi au temps de panne du système et à l'encrassement des modules. En raison des pertes dues à la température des modules de PV, les valeurs de PR sont plus élevées en hiver qu'en

été et se situent dans l'intervalle 0,60 à 0,80. Des valeurs annuelles décroissantes peuvent indiquer une baisse permanente de la performance du système. Le PR est donc une estimation de toutes les pertes qui distingue le système réel du système sans perte théorique, capable de produire une énergie électrique égale à Y_R. Il traduit les différentes pertes et sa valeur théorique est estimée à 0,78. Nous pouvons fixer la valeur théorique du PR à 70 % ce qui est tout à fait réaliste pour le système installé.

Le taux d'erreurs (E_{RR})

Le taux d'erreurs (ou indisponibilité) E_{RR} représente le temps pendant lequel le système PV ne fournit pas d'énergie au réseau électrique malgré une irradiation suffisante. L'indisponibilité de l'installation est causée par des coupures de l'onduleur. En général, la fiabilité des tels systèmes est supérieure à 95 %. La fiabilité représente donc le temps pendant lequel un système fiable de production d'énergie électrique fonctionne normalement avec des valeurs comprises entre 96 – 99 %. De telles valeurs peuvent être attendues sur notre site.

Dans le Tableau 2.10, nous pouvons noter que pour les trois premières années d'expérimentation, le PR est beaucoup plus faible que prévu. De telles valeurs montrent un fonctionnement défaillant de l'installation. La faible production d'énergie électrique provient des problèmes de fiabilité du système, du rendement de champ et en particulier du rendement de l'onduleur. En effet, nous devrions obtenir une fiabilité proche de 95%, alors que les valeurs obtenues sont de l'ordre de 60 – 70 %. Ceci met en avant des problèmes de fonctionnement du système.

Paramètres du système		**2001**	**2002**	**2003**
Energie de référence Y_R	*kWh/kWc*	1934,5	1861,5	2007,5
Energie du champ Y_A	*kWh/kWc*	876	949	949
Energie du système Y_F	*kWh/kWc*	803	839,5	876
Pertes diverses L_C	*kWh/kWc*	1022	912,5	1058,5
Pertes du système L_S	*kWh/kWc*	73	73	73
Rapport de Performance PR	$\frac{kWh}{kWh.an}$	0,42	0,46	0,44
Fiabilité	%	69,6	65,8	61,8
Energie fournie au réseau	*kWh*	681,8	725,3	747,9
Rendement du champ η_0	*%*	6,9	7,6	7,2
Rendement de l'onduleur η_{OND}	*%*	91,3	91,0	91,0

Tableau 2.10 - Paramètres de performance, période 2001-2003

Afin d'identifier les défauts de fonctionnement du système PV, l'évolution et le comportement mensuels de ces pertes sur cette première période d'étude sont analysés. En utilisant les paramètres normalisés, nous avons tracé des courbes mensuelles pour 2001, 2002 et 2003 (Figure 2.26) qui mettent en évidence les problèmes de fonctionnement rencontrés par le système PV, même s'ils sont sporadiques.

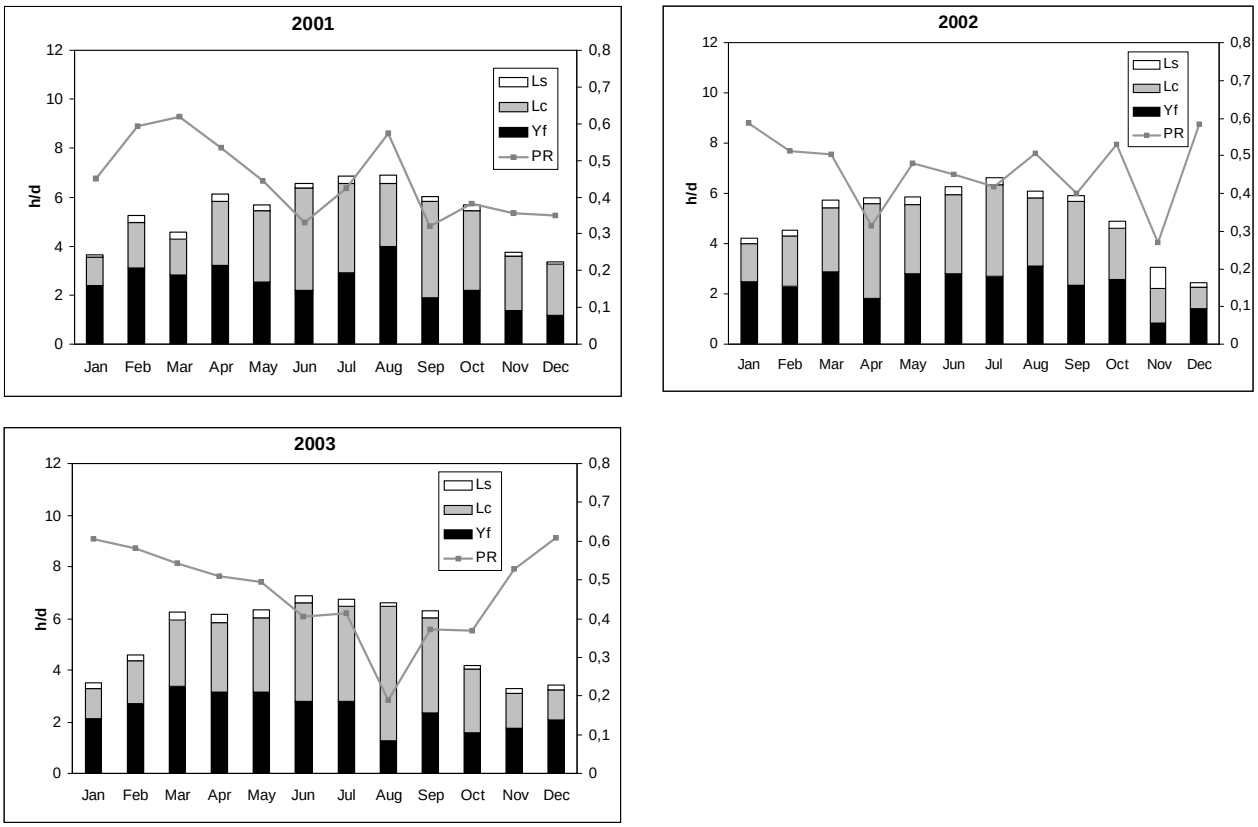
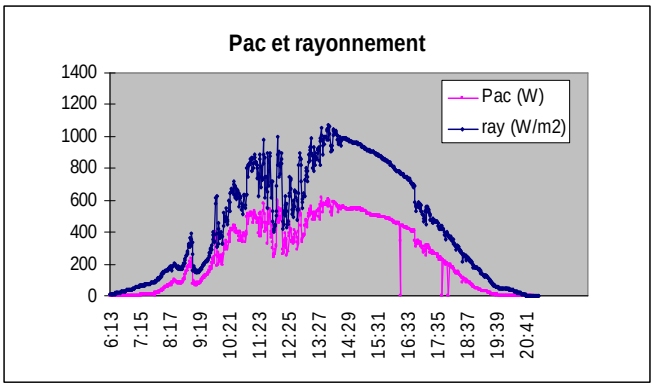


Figure 2.26 - Performances mensuelles du système (2001 – 2003)

Une analyse fine des acquisitions a permis de montrer que dans tous les cas, la grande partie des problèmes rencontrés est liée à des erreurs de fonctionnement de l'onduleur : plus de 60 % sont dus à une variation d'impédance trop importante, plus de 30 % sur des problèmes de MPP, et environ 10 % liés à des problèmes de fréquence. A titre d'exemple, nous présentons deux journées typiques du mode de fonctionnement du système. Une journée, où les défauts ont été quasiment inexistants et une autre présentant un nombre considérable d'arrêt, lié à l'impédance de la ligne électrique (Figures 2.27 et 2.28).

E produite (kWh)	début mes.	Fin mes.	moy imp. (Ω)	écart type imp. (Ω)	moy f (Hz)	écart type f (Hz)	moy Urés (V)	écart type Urés (V)	taux d'erreur	ray (W/m2)	Rendement (%)
4,10	6:13	20:55	0,397	0,081	49,98	0,0057	232,17	1,33	3,17%	6760,5	10,8



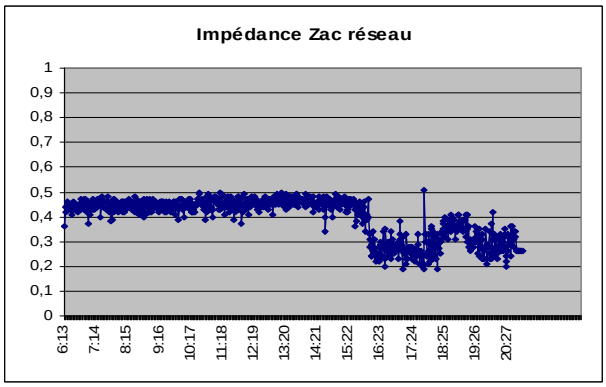
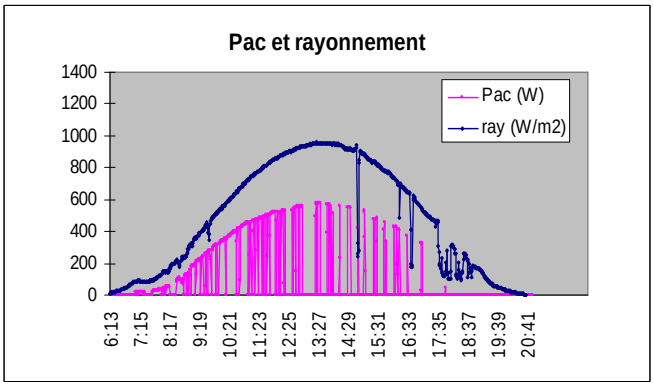


Figure 2.27 - Extrait du « fichier-résumé » du19 mai 2001

E produite (kWh)	début mes.	Fin mes.	moy imp. (Ω)	écart type imp. (Ω)	moy f (Hz)	écart type f (Hz)	moy Urés (V)	écart type Urés (V)	taux d'erreur	ray (W/m2)	Rendement (%)
1,70	6:13	20:53	0,773	0,629	50,05	1,9517	231,21	7,89	69,81%	7050,5	4,3



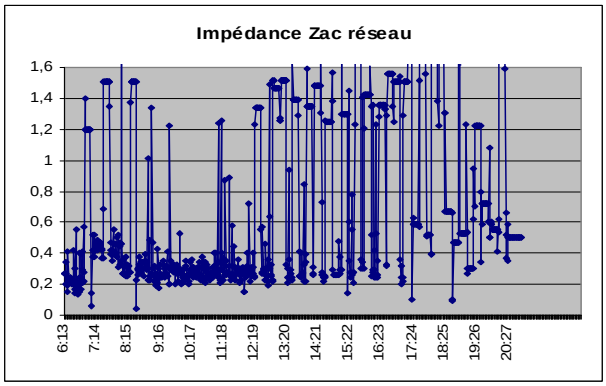


Figure 2.28 - Extrait du « fichier-résumé » du 26 mai 2001

L'analyse des performances du système pour les trois premières années de fonctionnement a montré de façon évidente que le mode de fonctionnement spécifique de l'onduleur n'est pas compatible avec les paramètres fluctuants du réseau insulaire. L'énergie perdue ou non-injectée dans le réseau est de 30,4 % en 2001 et de 38 % en 2003. L'optimisation des paramètres opérationnels de l'onduleur doit être effectuée pour maximiser la productivité globale du système PV malgré les conditions de fonctionnement du réseau électrique.

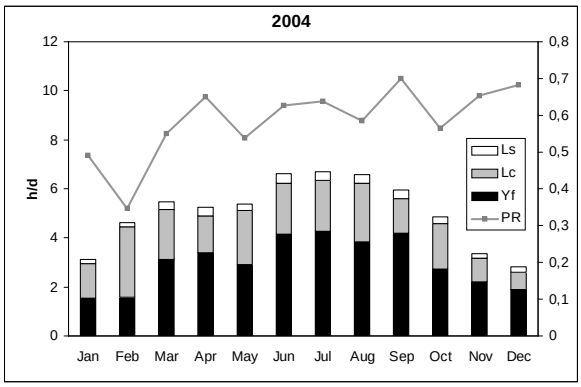
Les deux paramètres qui perturbent le fonctionnement de l'onduleur sont l'impédance et la fréquence du réseau. Leurs valeurs sont fréquemment en dehors des plages de valeurs fixées par le constructeur. Ces limites sont imposées pour assurer le fonctionnement des composants de l'onduleur dans des conditions optimales, assurant un rendement maximal. Mais lorsque le réseau électrique est instable, il est préférable que la production d'énergie électrique ne soit pas stoppée, même si le rendement diminue. Nous avons donc modifié les paramètres opérationnels de fonctionnement de l'onduleur. Ces modifications ont été réalisées en deux temps : un pour les valeurs configurées de l'impédance et l'autre pour les valeurs configurées de la fréquence.

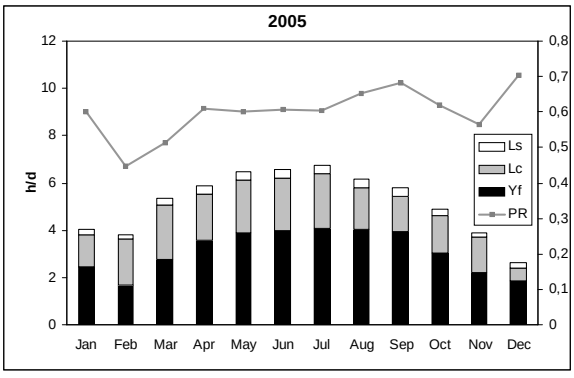
L'objectif est d'avoir une période d'étude suffisamment longue pour observer et analyser l'incidence de chacune des modifications sur la performance du système.

Le Tableau 2.11 recense les paramètres qui caractérisent le fonctionnement de l'installation PV et 2004 et 2005. Ces paramètres représentent le fonctionnement du système après la modification de la plage d'impédance autorisée par l'onduleur. Contre toute attente, la valeur du PR est toujours aussi faible, tout comme la fiabilité, entrainant une réduction de la production d'énergie électrique. Il a donc fallu élargir une seconde fois la gamme de sensibilité de l'onduleur. Une étude plus détaillée des paramètres du système s'impose sous forme de diagrammes mensuels. Nous avons pu ainsi visualiser et analyser les différentes quantités normalisées.

Paramètres du système		**2004**	**2005**
Energie de référence Y_R	*kWh/kWc*	1861,5	1898
Energie de champ Y_A	*kWh/kWc*	1204,5	1204,5
Energie de système Y_F	*kWh/kWc*	1095	1095
Pertes diverses L_C	*kWh/kWc*	657	693,5
Pertes de système L_S	*kWh/kWc*	109,5	109,5
Rapport de Performance PR	$\frac{kWh}{kWh.an}$	0,59	0,58
Fiabilité	%	87,2	88,0
Energie fournie au réseau	*kWh*	930,4	931,7
Rendement de champ η_0	*%*	9,8	9,6
Rendement de l'onduleur η_{OND}	*%*	91,3	91,4

Tableau 2.11.: Paramètres de performance, période 2004-2005.





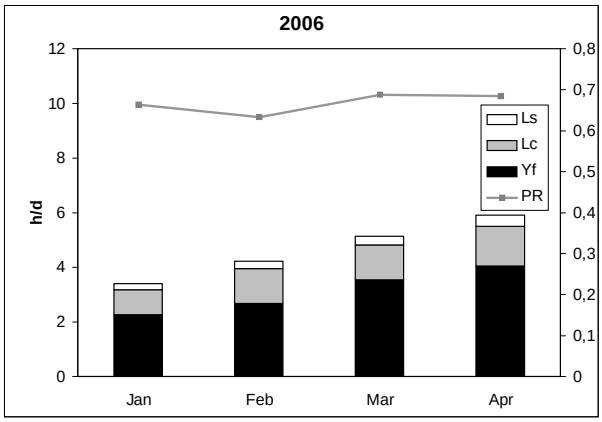


Figure2.29 - Performances mensuelles du système (2004 – 2006)

Tout au long de l'année 2004, la valeur du PR varie. Elle atteint son niveau le plus bas au mois de février, mois qui précède la première modification des paramètres de l'onduleur. La valeur moyenne du taux d'erreurs pour les deux premiers mois de l'année est égale à 33 %. Après une seconde modification de la sensibilité en impédance, la valeur moyenne du taux d'erreurs pour les mois suivants a chuté à 9 % (moins de 0,5 % représentent des erreurs causées par les variations d'impédance du réseau électrique). Les erreurs engendrées par la fluctuation de la fréquence du réseau doivent maintenant être diminuées.

En 2005, la performance du système est en nette hausse par rapport aux années précédentes. Les différentes pertes ont également diminuées. Le taux d'erreur moyen est de 13 % dont de 0,1 % dus aux variations d'impédance. La diminution de performance du système vient exclusivement des problèmes de fréquence du réseau électrique qui déconnectent l'onduleur. Le mois de février est le plus significatif.

Le diagramme mensuel des paramètres pour les quatre premiers mois de l'année 2006 montre une performance, déjà très proche du comportement d'un système PV typique. Le PR a une valeur moyenne de 0,67 et le taux d'erreur est de 4 %. Après la modification des plages de fréquence autorisées, nous avons mesuré un PR de 0,68 et un taux d'erreurs de 3 %. Dans ce cas précis, les erreurs représentent l'impossibilité pour l'onduleur de trouver le MPP (certainement en raison de l'instabilité du réseau).

Avant la modification, la valeur annuelle de l'énergie injectée dans le réseau électrique était égale à 718 kWh. Dès 2004, cette valeur a augmenté de 30 % pour atteindre plus de 930 kWh en 2004 et 2005. La fiabilité du système pour chaque année d'expérimentation a augmenté (70 % en 2001, plus de 87 en 2004 et 2005). Celle-ci a augmenté de façon importante à partir du moment où les paramètres de fonctionnement de l'onduleur ont été optimisés.

Au cours des années 2004 et 2005, les périodes d'erreurs occasionnées par des variations de fréquence du réseau ont limité la fiabilité du système. En avril 2006, nous avons modifié une fois de plus les paramètres de l'onduleur. La fiabilité du système a alors atteint 97 %, valeur normale pour ce type d'installation.

Les pertes d'énergie électrique pour chaque année d'exploitation ont été tracées sur la Figure 2.30. Une diminution très nette apparaît en 2004 suite aux premières modifications.

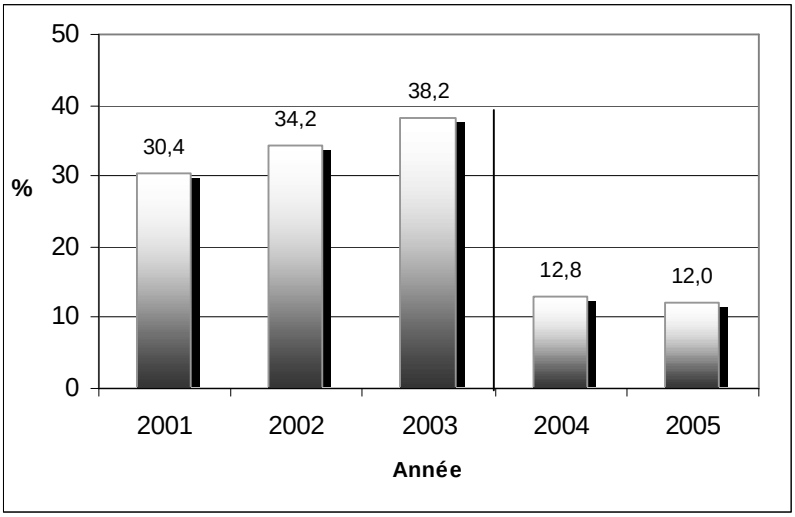


Figure 2.30 - Pertes d'énergie électrique, période 2001 - 2005.

Le rapport de performance PR n'a cessé d'augmenter durant ces années. Son augmentation est nette mais reste cependant en deçà des valeurs que l'on devrait trouver. Le PR a une valeur moyenne de 0,44 de 2001 à 2003. La modification des paramètres apparaît clairement, le PR augmente jusqu'à atteindre 0,59 en 2004 (0,42 en 2001). Nous avons obtenu au mois d'avril 2006, une valeur de PR de 0,68 qui représente la meilleure performance du système sur toute la période d'étude. Ce résultat montre que les diverses modifications ont considérablement amélioré la performance du système malgré l'instabilité du réseau électrique Corse.

Nous venons de présenter l'étude des performances du système PV installé sur le toit du laboratoire et connecté au réseau électrique. Pour cela nous avons utilisé les méthodologies standardisées à base des coefficients normalisés. Les données enregistrées sur la période 2000 – 2006 toutes les minutes nous ont permis d'analyser le comportement de l'installation sur cette période. Ces constations nous ont conduit à modifier en deux temps les sensibilités en tension, mais surtout en fréquence et en impédance de l'onduleur. Dès lors, le système photovoltaïque a atteint des performances (fiabilité, rapport de performance, nombre d'heures de fonctionnement …) proches de ce que la théorie prédit, de 900 heures de fonctionnement les trois premières années, le système a dépassé les 1100 heures de fonctionnement annuel en 2005.

Nous avons montré qu'il était indispensable, surtout en milieu insulaire, ou dans des réseaux non interconnectés, de mettre en place des procédures de monitoring afin d'analyser l'interaction onduleur-réseau, mais également réseau-onduleur.

2.4.2 Relevé de tension en bout de ligne électrique BT par l'utilisation de systèmes photovoltaïques [6.7.1.18 ; 6.7.2.21 ; 6.7.2.22 ; 6.7.2.28 ; 6.7.2.30]

Après avoir réalisé la modélisation et présenté le retour d'expérience d'un système photovoltaïque, nous avons mis en place une méthodologie dans le cadre des travaux de doctorat de Valérie ACQUAVIVA, concernant l'utilisation des systèmes photovoltaïques dans une application bien spécifique et sensible dans les régions non interconnectés : contribuer à relever la tension en bout de ligne électrique BT. Il s'agit d'une synthèse des travaux qui ont conduit à une publication et quatre communications.

Ce travail a pour but de satisfaire le confort électrique du consommateur et de réduire les chutes de tension qui perturbent le fonctionnement de ses appareils domestiques. Il s'agit d'une part d'analyser le comportement des systèmes en toiture afin d'en optimiser le fonctionnement et d'autre part d'en tirer des règles de dimensionnement.

Une méthodologie visant à pallier les chutes de tension sur un bout de ligne choisi a été élaborée. En dehors de cette application particulière, celle-ci a été conçue afin d'être utilisée comme outil dans la réduction des chutes de tension.

2.4.2.1 Les chutes de tension

Les chutes de tension qui apparaissent sur les bouts de ligne (constitués de dipôles) sont dues aux pertes de la forme RI^2, où I est le courant appelé du réseau et R la résistance de ligne. Celles-ci résultent de l'augmentation de la demande de courant sur la ligne. Suivant la capacité du transformateur à fournir le courant et à la possibilité du réseau à alimenter les clients sans chutes de tension excessives, la compagnie d'électricité se doit de renforcer le réseau électrique existant.

Les compagnies d'électricité doivent maintenir la tension du consommateur dans les plages de tension autorisée (230 V, -10% +6%.). Lorsque la tension du client est insuffisante en raison des chutes, le gestionnaire du réseau électrique a plusieurs alternatives :

- installer des régulateurs de tension ;
- remplacer le transformateur s'il est sous-dimensionné ;
- reconstruire le bout de ligne ;
- modifier le calibre des câbles ;

- réaliser une extension de ligne.

L'autre alternative à prendre en considération est la satisfaction de la demande locale via l'intégration de producteurs décentralisés dans la planification des réseaux. De telles unités de production sont stratégiquement situées pour délivrer l'électricité où cela est nécessaire. Pour pallier les chutes de tension qui apparaissent en bout de ligne électrique, nous proposons d'utiliser des systèmes photovoltaïques en toiture connectés au réseau électrique. Ceux-ci permettent de réduire les contraintes de production, de transport et de distribution et annulent le besoin de remplacer le réseau existant.

Les caractéristiques du bout de ligne, le profil de consommation horaire et la formule suivante permettent de simuler les chutes sur chaque dipôle. Chaque bout de ligne électrique est tronçonné en segments ou dipôles sur lesquels se répartissent les clients. Ces dipôles sont de longueur et de caractéristiques électriques différentes. Pour connaître la chute de tension du dernier usager qui se trouve sur le dipôle ***n***, il suffit donc d'effectuer le cumul des chutes de tension qui apparaissent sur les dipôles **1 à n**. La chute de tension horaire cumulée relative (%) du dipôle ***n,*** est égale à (Beyer et al., 1995 ; Thornycroft, 1997) :

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_n = 1 + 10^5 \times \left[\frac{(R + X \times tg\varphi)}{U^2}\right] \times \sum_{i=1}^{n} (P_i \times L_i) \qquad (2.26)$$

Et dépend de R, la résistance linéique d'un conducteur (Ω /km), de X, la réactance linéique d'un conducteur (Ω/km), de $P_i = \sum_{j=i}^{n} P_j$, la puissance cumulée appelée par la charge (kW), de tgφ = 0,4 et de Li, la longueur du dipôle (km).

2.4.2.2 Réduction des chutes de tension – la solution photovoltaïque

Les installations photovoltaïques (Kamel, 1995) reliées au réseau et intégrées dans les bâtiments, résidentiels ou tertiaires, sont perçues comme étant les plus prometteuses pour les années à venir. En effet, cela permet d'utiliser des surfaces telles que les toits des maisons ou bien les façades permet de couvrir une partie de la consommation d'électricité du bâtiment. Les études sur les transits d'énergie effectuées dans divers projets montrent que l'interconnexion d'une puissance photovoltaïque suffisante sur les réseaux de T&D réduit les courants de pointe pendant la journée (Moschella, 1994 ; Travers, 1994) et allège les surcharges thermiques des transformateurs et des conducteurs (Travers, 1994).

Lorsque le générateur PV produit de l'énergie, la puissance fournie par le réseau de distribution est en partie compensée. Il en résulte donc que la chute de tension entre le poste source et le point de raccordement du producteur diminue. Le courant demandé au réseau BT est donc réduit, provoquant ainsi une augmentation de la tension du côté du poste source. L'élévation de la tension qui en résulte se répercute sur l'ensemble du bout de ligne.

Les systèmes PV en toiture favorisent ainsi l'amélioration de la tension du système (Hasti, 1994 ; Horst, 1994 ; Shugar, 1992 ; Wenger, 1992, 1994), le nivellement de la charge (Imamura et Uchiyama, 1997 ; Kaye et al., 1997) mais également la réduction des pertes électriques (EUREC, 1998 ; Hoff et Schugar, 1995 ; ; Schmid, 1995 ; Schoen, 1997 ; Söder, 1996,). L'efficacité de distribution du système ainsi que sa capacité de transport s'en trouvent augmentées (Haas, 1995).

Les principaux bénéfices des systèmes connectés au réseau sont :

- l'augmentation de la tension du système ;
- l'amélioration de la capacité de distribution du système ;
- l'achat du surplus d'électricité.

2.4.2.3 Méthodologie et analyse

L'objectif du système PV est d'abaisser la valeur des chutes de tension sur le réseau BT, sous la limite permise, afin d'améliorer le confort des usagers. Les systèmes PV sont installés en toiture et produisent une partie de l'énergie nécessaire réduisant de ce fait l'énergie fournie par le réseau et par conséquent, les chutes de tension. Notre travail est focalisé sur les besoins du secteur domestique plutôt que ceux du secteur commercial ou industriel pour les raisons suivantes :

- le secteur domestique en milieu insulaire Corse représente plus de 75 % de l'électricité consommée annuellement ;
- une augmentation d'environ 3 % de la demande électrique pour le secteur résidentiel est observée chaque année ;
- l'utilisation des systèmes PV dans le secteur résidentiel peut encourager la maîtrise de l'énergie et donc une utilisation rationnelle de l'électricité. La plupart du temps un effet indirect de conservation de l'énergie est remarqué car les utilisateurs de ce type de systèmes décentralisés sont plus concernés par leurs dépenses énergétiques (Luther, 1994);
- la disponibilité de la surface en toiture des habitations fournit un espace libre pour installer les modules.

En Corse, on dénombre plus de 120 bouts de lignes présentant des problèmes de chutes de tension. Nous avons opté pour un site dans la région d'Ajaccio en raison des données météorologiques que nous possédons.

Afin de porter au maximum les avantages pour le réseau de transport et de distribution de l'entreprise d'électricité, nous avons recherché un site pour lequel l'énergie photovoltaïque permettrait d'alléger les surcharges. Nous avons établi une liste de critères généraux auxquels le site doit répondre :

1. les chutes de tension doivent être fréquentes au cours de la journée ;
2. le bout de ligne sélectionné devra être un site totalement ensoleillé (les toitures ne devront pas être soumises à un problème d'ombrage) ;
3. la corrélation avec les charges pointes du réseau local de distribution et la production de la centrale PV doit être satisfaisante ;
4. le bout de ligne doit être suffisamment long pour entraîner des chutes de tension importantes ;
5. la croissance de charge prévue sur le réseau de distribution doit être relativement faible ;
6. la superficie en toiture doit être suffisante.

Suivant ces critères précédents et en accord avec Arribas (1997), nous avons construit un bout de ligne électrique comptant 78 habitations réparties sur **8 dipôles** afin d'étudier l'influence d'une installation en toiture connectée au réseau sur les chutes de tension. Ce dernier a été bâti sur le modèle d'un bout de ligne déjà existant et se situant dans la région d'Ajaccio sur la commune de Piscia Rossa, lieu dit Pietraja. Les données concernant ce site nous ont été fournies par EDF Corse. Nous avons obtenu les caractéristiques du système basse tension en sortie du transformateur : la valeur de la réactance linéique et de la résistance linéique de chaque dipôle composant le bout de ligne ainsi que leur longueur et l'inventaire des consommateurs connectés au réseau électrique. Tous ces paramètres relatifs à chaque segment nous ont permis de construire le bout de ligne.

La connaissance d'un profil de consommation est nécessaire au calcul de la rentabilité d'un système photovoltaïque relié au réseau. L'obtention et l'établissement d'un tel profil restent complexes. En effet, la connaissance de ce paramètre nécessite l'installation de compteurs chez l'habitant. C'est une opération difficile à mettre en œuvre en raison des coûts importants qu'elle entraîne ; par conséquent, elle n'a pas été envisagée dans le cadre de notre étude. Nous avons donc opté pour un profil de consommation horaire saisonnier d'environ 9 kWh/jour (Mun yati, 2001), identique pour chaque utilisateur (Figure 2.31).

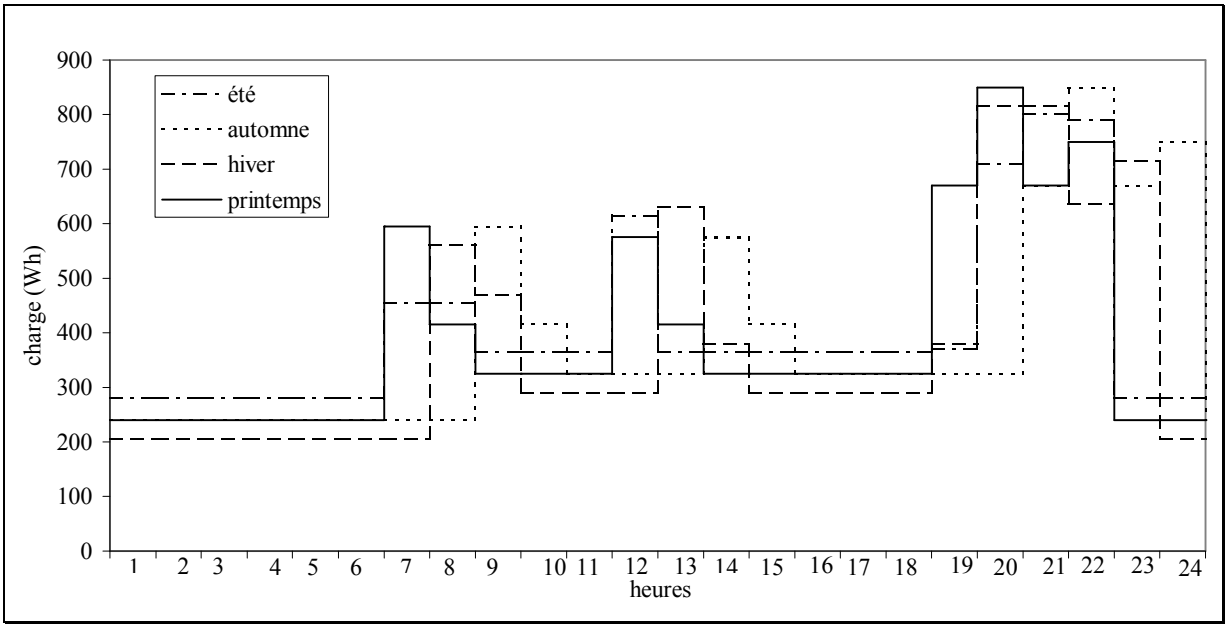


Figure 2.31 - Profils de consommation saisonniers

L'objectif du dimensionnement d'un système photovoltaïque est la définition de l'architecture la mieux adaptée aux besoins énergétiques de chaque site. Il doit porter sur les facteurs qui ont une influence sur le service rendu par le système. Il peut s'articuler autour de trois grands points :

- ✓ la puissance du générateur ;
- ✓ la puissance de l'onduleur ;
- ✓ dans certains cas, la capacité de stockage des batteries.

Il ne s'agit pas seulement de configurer le système de telle façon qu'il soit capable de satisfaire un profil de charge déterminé, car un système surdimensionné peut toujours aboutir à une satisfaction complète de tous les besoins à chaque instant de sa durée de vie. Il s'agit en fait de chercher une taille optimale aussi bien sur le plan technique que sur le plan économique.

La méthode de dimensionnement et d'optimisation des systèmes PV en toiture que nous avons développée conduit à minimiser l'investissement initial et aussi à améliorer la fiabilité du système tout en satisfaisant le consommateur. Elle s'effectue en plusieurs étapes qui apparaissent sur la Figure 2.32.

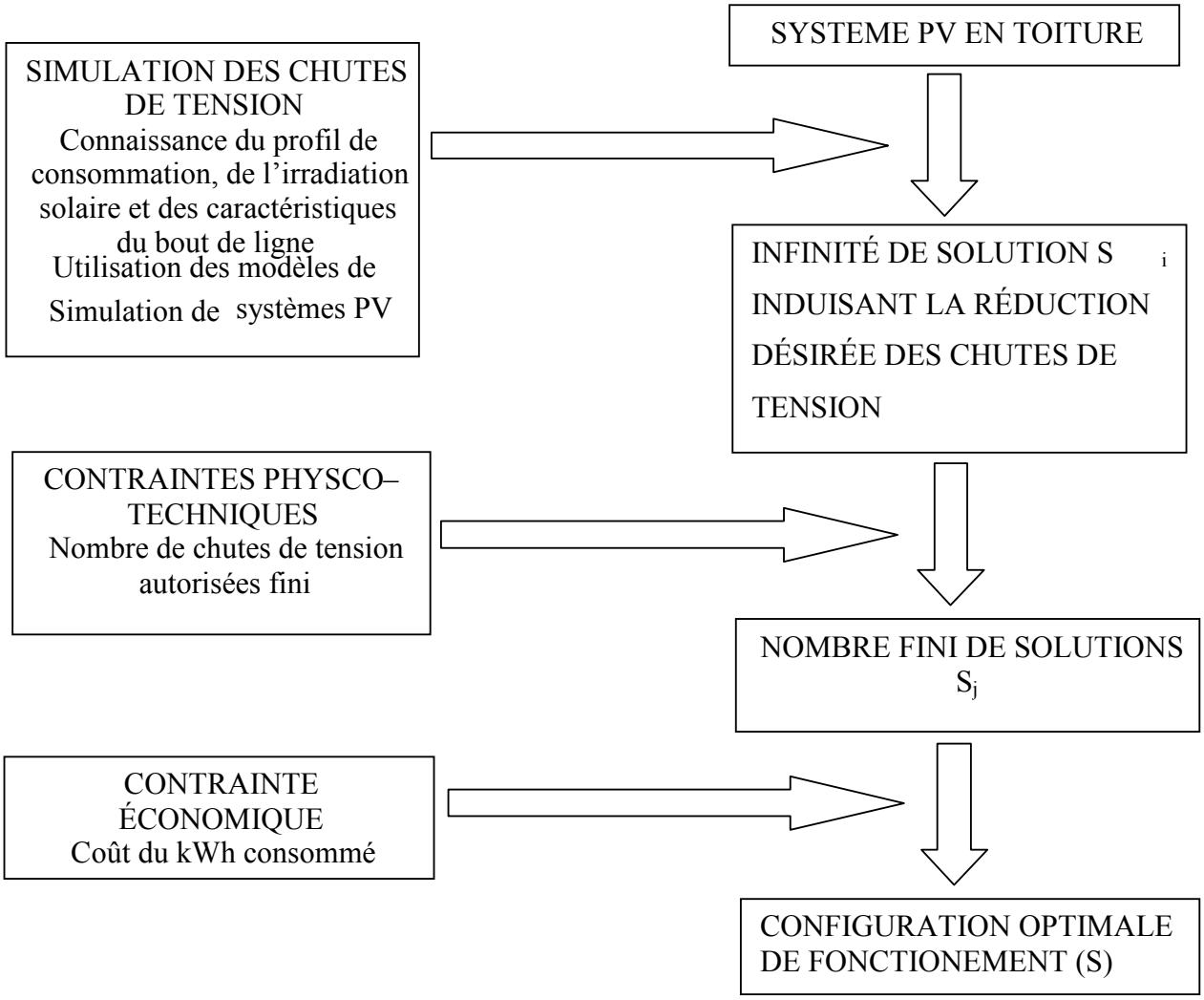


Figure 2.32 - Synopsis de la méthode de dimensionnement

1. A partir de la connaissance des caractéristiques du réseau (profil, caractéristiques électriques…) nous avons simulé les chutes de tension. Dans un premier temps, nous avons étudié puis analysé les chutes qui apparaissent sur le bout de ligne afin de déterminer la méthodologie à suivre. Dans un second temps à partir des données météorologiques et du modèle de simulation du système PV, nous avons analysé la capacité des petits systèmes PV en toiture connectés au réseau électrique de réduire les chutes de tension.

2. La réduction des chutes dans la plage de tension permise mène à une infinité de solutions.

3. Nous avons imposé des contraintes physico–techniques afin d'obtenir un nombre fini de solutions (taille du système limitée, nombre fini de chutes de tension mensuelles autorisé). En effet, installer chez un particulier une surface de modules de 1000 m² est inconcevable.

4. Afin de déterminer la configuration optimale de notre système, nous avons également imposé des contraintes économiques. Le coût du kilowattheure consommé qui mène à la configuration du système la plus favorable a été calculé.

Les caractéristiques du bout de ligne ainsi que le profil de charge saisonnier associés à la formule de calcul des chutes de tension (eq. 2.26) nous ont permis de simuler pour chaque segment les chutes de tension horaires mensuelles. Les normes imposent que les chutes de tension soient inférieures à 10 %. Le calcul des chutes de tension horaires cumulées en pourcentages pour le segment ***n*** est alors le suivant :

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_n = 10^5 \times \left[\frac{(R + X \times tg\varphi)}{U^2}\right] \times \sum_{i=1}^{n} \left(P_i^{'} \times L_i\right) \qquad (2.27)$$

où $P_i^{'} = \sum_{j=i}^{n} \left(P_j - P_{OND,j}\right)$ et $P_{OND,j}$ est la puissance de sortie de l'onduleur (kW) sur le dipôle j. Si $P_j - P_{OND,j} < 0$ alors on considère que $\frac{\Delta U}{U} = 0$.

L'équation (2.27) illustre clairement que la puissance issue du champ diminue la puissance devant être fournie par le réseau et de ce fait les chutes de tension. D'après les résultats obtenus, les chutes de tension apparaissent en début de soirée dès le dipôle numéro 3. Ce qui correspond à un pourcentage de 72 % de clients non satisfaits. A partir du dipôle numéro 4, les chutes de tension apparaissent également en début de matinée et en milieu de journée et perturbent le confort de 56 % des usagers.

Il existe plusieurs scénarii d'étude possibles. A savoir : toutes les maisons du bout de ligne peuvent être équipées ou bien un segment sur deux, voire quelques maisons sur chaque dipôle. Pour limiter les cas d'étude, il est nécessaire de choisir un nombre fini de stratégies.

Nous avons décidé d'équiper uniquement les dipôles soumis à des chutes de tension ainsi que toutes les habitations situées qui s'y trouvent ; ceci pour faciliter les calculs. Nous avons donc opté pour les cinq stratégies d'étude suivantes :

S1 : chaque habitation du dipôle 4 est équipée avec un système PV en toiture ;

S2 : toutes les habitations des dipôles numéro 4 et numéro 5 sont équipées ;

S3 : les segments 4, 5 et 6 sont totalement équipés ;

S4 : les segments 4, 5, 6 et 7 sont équipés ;

S5 : les segments 4 à 8 sont équipés.

Pour chacune des stratégies et pour différentes surfaces, nous avons simulé l'impact des systèmes photovoltaïques sur les chutes de tension. Nous avons ensuite calculé une moyenne horaire mensuelle des chutes de tension et enfin nous avons analysé leur réduction.

Le dipôle numéro 8 est choisi comme dipôle de référence. En effet, si les problèmes de chute de tension sont résolus sur celui-ci, ils le seront nécessairement sur les dipôles qui le précèdent.

Pour une surface PV de 10 m², on observe déjà une diminution importante des chutes de tension au cours de la journée quel que soit le mois. Pour des surfaces supérieures à 40 m², l'augmentation de la surface PV n'est pas nécessaire car cela n'a aucune influence sur la baisse des chutes de tension. Ces résultats montrent que les systèmes PV sont capables de pallier les chutes de tension qui se produisent en période diurne. Cependant, comme les chutes de tension sont inférieures à 10 % pour des surfaces supérieures à 10 m² et ce quelle que soit la stratégie, nous ne pouvons pas déterminer la configuration PV optimale. Les résultats obtenus montrent que la stratégie numéro 5 semble être la plus performante car elle permet de réduire considérablement les chutes de tension.

Cependant, du fait de la variabilité de la source énergétique, les systèmes PV ne pallient pas toutes les chutes au cours d'une journée. Le nombre de chutes de tension non diminuées varient, sur la période de simulation, entre 286 et 60, pour des surfaces PV variant entre 10 m² et 70 m² pour la stratégie 1 et entre 155 et 25 pour la stratégie 2.

Il est donc nécessaire d'ajouter une contrainte physique à notre méthodologie afin de déterminer la configuration optimale. Nous avons alors déterminé les surfaces nécessaires (Tableau 2.12) pour réduire les chutes de tension de telle façon qu'elles n'excèdent pas 10 % pour les heures suivantes : 11 heures, 12 heures et 13 heures. Les résultats montrent que la surface attendue pour annuler les chutes de tension diffère suivant les mois. Le mois de janvier a été choisi comme référence. La configuration qui correspond à un nombre de chutes de tension nul n'est pas techniquement envisageable car les surfaces excèdent 1000 m², pour chaque maison quels que soient le dipôle et la stratégie.

heures	stratégie	jan	fév	mars	avr	mai	juin	juill	août	sept	oct	nov	déc
	S1			245	325	90	245	115	125	100			
	S2			190	255	90	190	90	100	80			
11 heures	**S3**			125	170	45	125	60	65	50			
	S4			105	140	35	100	50	55	45			
	S5			90	125	35	90	45	50	40			
	S1	***2975***	395	315									395
	S2	***2310***	302	245									305
12 heures	**S3**	***1520***	200	160									200
	S4	***1240***	165	130									165
	S5	***1100***	145	90									145
	S1									145	615	1545	1385
	S2									115	480	1320	1255
13 heures	**S3**									70	315	1100	1150
	S4									60	280	1050	1005
	S5									55	230	950	895

Tableau 2.12 - Surface nécessaire (m²) pour annuler les chutes de tension par mois et pour chacune des stratégies

Afin de réduire la surface de capteurs nécessaire à la résolution de notre problème nous avons choisi de tolérer une à cinq chutes de tension par mois pour les heures étudiées. On observe sur la Figure 2.33 une diminution importante de la surface PV quel que soit le nombre de chutes de tension autorisées, ce qui justifie notre hypothèse de travail.

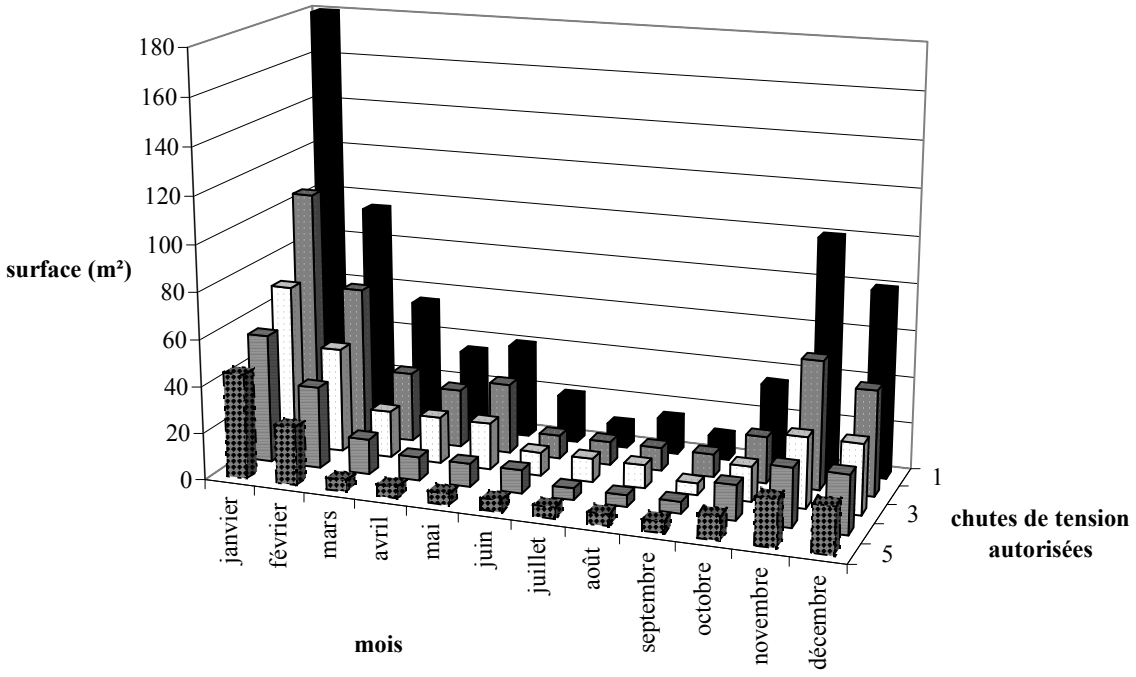


Figure 2.33 - Surfaces (m²) nécessaires pour assurer une diminution des chutes de tension tout au long de l'année en fonction de la tolérance permise

Pour 5 chutes de tension permises la surface PV est divisée par 3. Cependant, comme la compagnie d'électricité se doit de fournir un courant de qualité au consommateur, nous avons limité les chutes de tension mensuelles à 1 ou 2. Dans ce cas, la stratégie N°5 semble la plus appropriée

car elle offre une gamme de surfaces PV acceptable pour chaque consommateur ; les surfaces installées en toiture sont de l'ordre de 40 m² et 70 m² et sont techniquement envisageables. Le système semble donc surdimensionné pour la majeure partie de l'année. Pourtant, il est nécessaire de raisonner en matière de satisfaction du consommateur et non en termes de puissance installée.

Nous avons déterminé d'un point de vue physique les différentes configurations du système photovoltaïque, c'est-à-dire l'ensemble des surfaces de capteur conduisant à une ou deux chutes de tension mensuelles. Le comportement économique d'un champ PV connecté au réseau électrique est décrit par une fonction du coût, définie comme un système d'investissement sur l'énergie produite tout le long de la durée de vie du système. Afin de déterminer la surface PV à installer, il est nécessaire de calculer les coûts du système. Une analyse économique du problème a donc été menée afin de connaître le coût de revient du kWh produit du système PV connecté en toiture. Le coût du kWh produit pour chaque stratégie et pour une à cinq chutes de tension autorisées est donné sur la figure 2.34. Le Tableau 2.13 regroupe les coûts du kWh consommé pour toutes les surfaces relatives à la Figure 2.33.

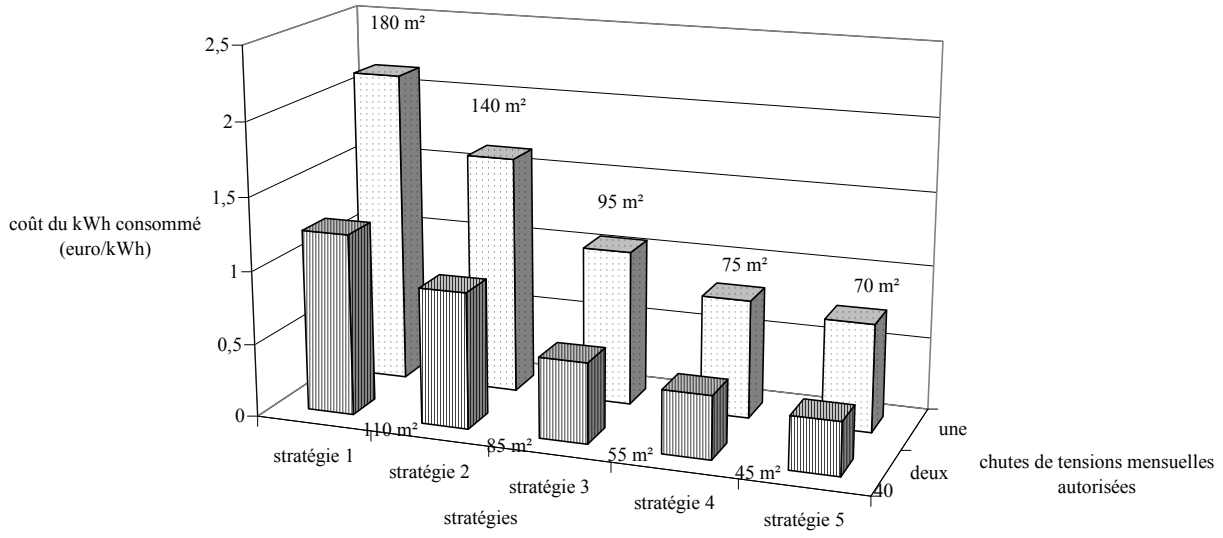


Figure 2.34 - Coût du kWh consommé en fonction de la stratégie et des surfaces qui leur sont associées (m²)

Notons que la valeur la plus basse du coût est obtenue pour la stratégie numéro 5 et pour des surfaces de 40 et 70 m². Nous pouvons conclure d'après l'analyse économique couplée à l'analyse technique que la stratégie S5 est la solution à envisager.

Surfaces relatives à S1 (m²)	45	60	75	110	180
Coût du kWh (€/kWh)	*0,57*	*0,80*	*1,04*	*1,58*	*2,69*

Surfaces relatives à S2 (m²)	35	45	60	85	140
Coût du kWh (€/kWh)	*0,36*	*0,57*	*0,80*	*1,20*	*2,06*

Surfaces relatives à S3 (m²)	25	30	40	55	95
Coût du kWh (€/kWh)	*0,26*	*0,31*	*0,49*	*0,73*	*1,35*

Surfaces relatives à S4 (m²)	20	25	35	45	75
Coût du kWh (€/kWh)	*0,21*	*0,26*	*0,36*	*0,57*	*1,04*

Surfaces relatives à S5 (m²)	15	20	30	40	70
Coût du kWh (€/kWh)	*0,17*	*0,23*	*0,31*	***0,49***	***0,96***

Tableau 2.13 - Calcul du coût du kWh (€/kWh) consommé en fonction des surfaces de modules (m²) pour les cinq stratégies

D'après Imamura (1994), le bénéfice réel d'une installation photovoltaïque connectée au réseau est sa capacité à fournir au réseau électrique un maximum de surplus énergétique. Il est cependant plus logique de dimensionner une installation PV de telle façon que la puissance fournie soit en étroite corrélation avec la charge appelée. Différents travaux (Hasti, 1994, Schmid, 1995 ; Schoen, 1997) ont montré que, stratégiquement situés, les systèmes PV connectés au réseau peuvent fournir d'importants bénéfices à la compagnie d'électricité en ce qui concerne l'amélioration du transport et de la distribution de l'électricité dans le réseau. Ces études, basées sur des modèles utilisant des données simulées, suggèrent que ces systèmes PV sont susceptibles de réduire les pertes de ligne.

A partir d'hypothèses physiques et économiques, nous avons étudié le dimensionnement d'un système PV en toiture conduisant à une diminution des chutes de tension du réseau électrique. 1 à 2 chutes de tension mensuelles ont été autorisées pour que les surfaces installées soient techniquement et économiquement envisageables ; les configurations optimales obtenues pour une minimisation du coût de revient sont égales à 40 m² et 70 m².

Cependant, le problème des chutes ne peut être résolu uniquement par l'intermédiaire du PV car certaines chutes apparaissent en dehors des heures d'ensoleillement. Le problème persiste en début de matinée et en soirée. Une solution doit être envisagée pour annuler ces chutes qui perturbent le confort de l'utilisateur. Pour cela deux solutions peuvent être envisagées.

Le système PV peut être optimisé à l'aide d'une gestion intelligente de l'énergie. En effet, un kWh consommé par les appareils électroménagers a une valeur plus importante qu'un kWh fourni à la compagnie d'électricité. Ceci peut-être obtenu par un ajustement du profil de consommation à l'ensoleillement grâce à une gestion des appareils électroménagers : le profil de consommation est modifié en commandant le démarrage de ces appareils à une heure donnée. C'est la solution la moins onéreuse mais elle reste contraignante pour l'utilisateur car elle l'oblige à modifier son mode de vie. Néanmoins, au cours des périodes sans ensoleillement les chutes de tension auront tout de même lieu.

L'ajout d'accumulateurs d'énergie permet de pallier les chutes de tension tout au long de la journée quel que soit le temps. C'est la solution que nous avons envisagée.

2.4.2.4 Systèmes en toiture connectés au réseau avec batteries

Les chutes de tension apparaissaient principalement en soirée et en début de matinée et ne peuvent être totalement annulées par un système PV en toiture. Un stockage d'énergie s'avère donc indispensable pour fournir un courant de qualité au consommateur. Ce stockage n'est pas envisagé pour satisfaire entièrement la charge mais uniquement pour réduire les pics de charge et ainsi les chutes de tension.

Il est également intéressant, d'un point de vue économique, d'intégrer un parc de batteries dans un système PV connecté au réseau électrique (Chowdhury, 1990). D'une part, l'énergie produite pour une puissance de sortie du champ faible, qui est inférieure au « seuil bas » de l'onduleur, peut être stockée et par la suite injectée dans le réseau. D'autre part, si la puissance de sortie du champ est supérieure à la puissance nominale de l'onduleur, celle-ci peut être utilisée de la même façon. Un stockage d'énergie peut satisfaire la demande dans la soirée ; d'autant plus qu'avec la disponibilité des batteries (Perello, 1994), il est possible de stocker de grandes quantités d'énergie durant les périodes de faible consommation pour les utiliser pendant les périodes de pics de charge. La logique de ce schéma tourne autour du fait que le tarif de l'énergie au cours des intervalles de faible charge est moins élevé et facilement disponible contrairement à l'énergie nécessaire pendant les pics de charge quotidiens. Les compagnies d'électricité considèrent que le stockage électrochimique représente un moyen efficace pour niveler la charge (Cruz, 1997 ; Groumpos et Papageorgiou, 1987) et semble donc être une option attractive pour celles-ci. L'objectif de cette étude est de comparer les coûts et les bénéfices d'un système en toiture et d'un système PV auquel on aurait ajouté un moyen de stockage.

On retrouve ce genre de configuration à Almeria dans le sud de l'Espagne (Cruz, 1997), où la connexion au réseau d'un champ PV a été effectuée pour relever la tension dans cette zone rurale qui se trouve être un bout de ligne. La batterie (1176 kWh) est utilisée pour corréler la production des panneaux (d'une puissance installée de 80 kW) et la consommation d'électricité.

L'objectif est de déterminer la capacité nominale de la batterie qu'il faut associer à un champ PV afin d'assurer une charge donnée. La première étape consiste à déterminer cette charge. C'est la donnée de base du dimensionnement d'un système photovoltaïque (cf chapitre 2.5). Le dimensionnement de la batterie nécessite de répertorier les périodes de pics de charge et de fixer la réduction des chutes de tension désirée car l'énergie que le système photovoltaïque doit fournir dépend de celle-ci. La plage de tension autorisée par EDF étant de + 6 % / - 10 %, plusieurs scénarii de réduction peuvent être envisagés. Nous avons fixé un seuil égal à 9% afin de limiter la capacité de la batterie (sa taille dépend de la limite à atteindre). Pour les mêmes raisons que dans le chapitre précédent, seul un dipôle sera équipé.

D'autres contraintes doivent être prises en considération afin d'obtenir l'énergie à satisfaire par le système pour réduire les chutes de tension :

- La réduction imposée des pics de charges doit être généralisée sur tous les dipôles soumis à des chutes de tension supérieures à 10 % ;
- La diminution des chutes de tension doit être assurée tout au long de l'année.

A partir des hypothèses précédemment exposées et du profil horaire de consommation, deux profils de charge que le système PV doit assurer ont été construits.

Dans un premier temps, il est donc nécessaire de déterminer le dipôle sur lequel la réduction doit avoir lieu. Nous avons huit possibilités qui correspondent au nombre total de segments comptabilisés sur le bout de ligne étudié. Cependant nous retiendrons uniquement les dipôles sur lesquels les chutes de tension sont supérieures à 10 % quel que soit le moment de la journée (dipôles 4 à 8).

Dans un second temps, nous devons choisir le dipôle à équiper. Pour des raisons tant économiques que techniques et pour limiter les solutions, nous avons choisi de conserver seulement les capacités de petites tailles. Nous n'équiperons donc pas les trois premiers dipôles car ils ne sont quasiment pas soumis à des contraintes de tension.

Comme seules les capacités de petites tailles sont sélectionnées, notre choix s'est donc porté sur l'équipement en systèmes photovoltaïques des dipôles 4 et 8 car les quantités d'énergie les plus faibles, soit par habitation soit par dipôle, leur sont associées quel que soit le mois.

Suite à cela, le calcul de la quantité d'énergie mensuelle que l'on doit apporter pour obtenir une réduction des chutes est effectué. Nous obtenons un profil de charge journalier à fournir à l'usager pour lui assurer un confort total selon le dipôle (Figure 2.35).

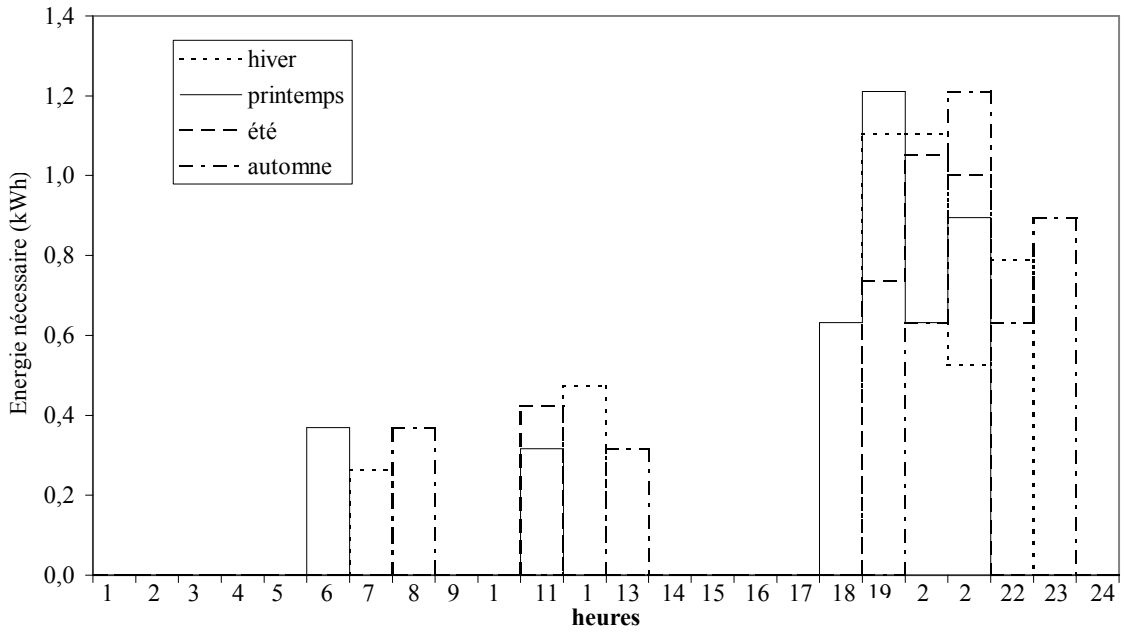


Figure 2.35 - Energie saisonnière nécessaire pour abaisser à 9 % les chutes de tension qui surviennent sur le dipôle numéro 5.

La méthode de simulation que nous avons utilisée correspond à différentes méthodes décrites dans la littérature (Ambrosone et al., 1985 ; Muselli, 1997) et développés dans les différents travaux de recherches effectués sur les systèmes multi-sources alimentant des sites isolés présentés dans le paragraphe 2.5 basées sur un bilan énergétique du système et sur les équations de continuité appliquées au stockage électrochimique. Nous décrirons ces méthodes dans le paragraphe 2.5. La Figure 2.36 donne les grandes lignes de la méthode de dimensionnement que nous développerons par la suite.

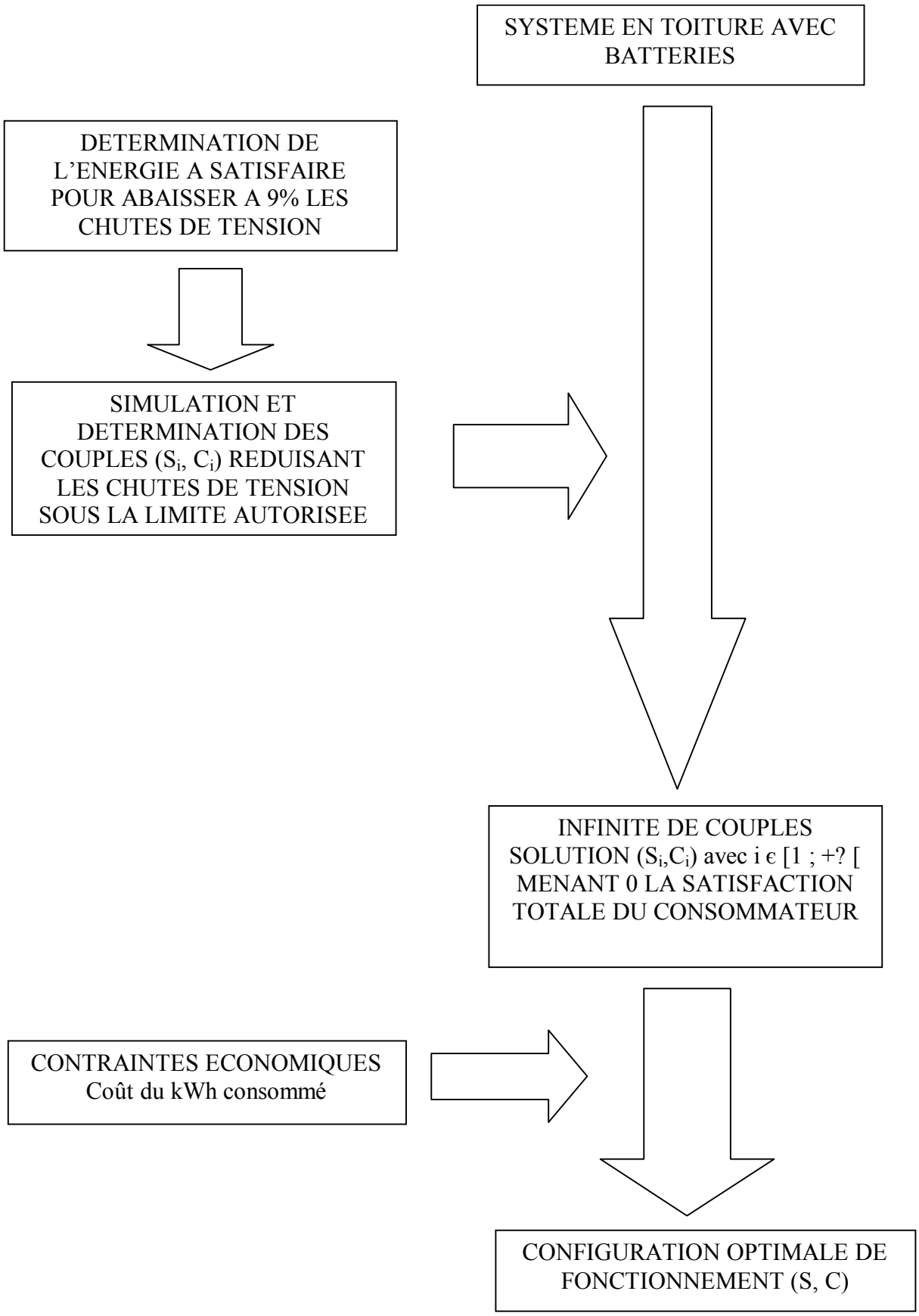


Figure 2.36 - Synopsis de la méthode de dimensionnement

Afin d'assurer la charge tout au long de la journée, nous avons donc considéré un champ PV associé à un parc de batteries. Nous allons dimensionner le système par rapport à cette charge et

déterminer le couple (S, C) (surface de modules PV, capacité nominale de la batterie) optimal, issu d'une optimisation énergético - économique. Pour cela, notre méthode a été axée sur deux hypothèses de charge des batteries ou deux stratégies de fonctionnement.

La première est la suivante :

1. En début de matinée, en raison des périodes de décharge de la veille, le niveau de charge (SOC) de la batterie est généralement à son niveau le plus bas. La batterie doit être rechargée jusqu'à sa puissance nominale, si cela est possible, avant qu'un nouveau cycle de décharge ne commence. La puissance injectée dans la batterie est issue du système en toiture en dehors de la période du pic de charge. Durant un temps dt, si l'énergie de sortie du champ est supérieure à la puissance appelée par la charge (Pp > Pl), le surplus énergétique est injectée dans la batterie. Deux possibilités se présentent alors : si la capacité n'a pas atteint sa capacité nominale, le surplus énergétique est converti en énergie chimique, dans le cas contraire, l'énergie excédentaire est fournie au réseau.
2. Le système photovoltaïque doit assurer la charge pendant les périodes de forte demande. Si la puissance du champ est inférieure à la charge, la batterie assure la consommation si elle n'a pas atteint son maximum de décharge, sinon il y aura chute de tension.
3. Pendant les périodes de charge, si le SOC atteint les 100 %, la puissance PV disponible est fournie à la charge.

La Figure 2.37 illustre le principe de fonctionnement de la stratégie 1.

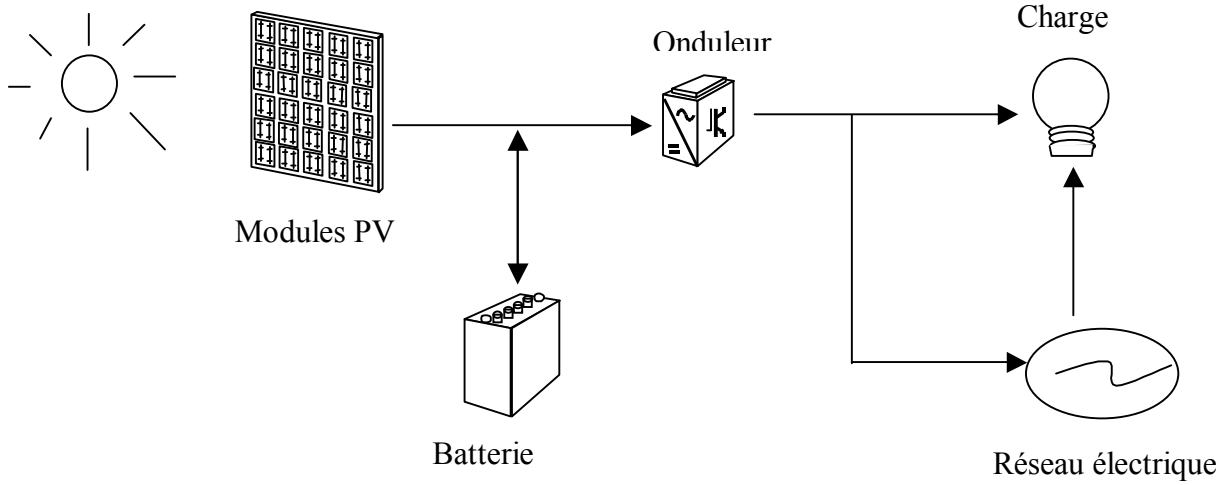


Figure 2.37 - Mode de fonctionnement du système PV

Le second mode de fonctionnement est représenté sur la Figure 2.38. A la différence de la stratégie 1, le réseau contribue à charger les batteries.

1. Les batteries sont chargées (en capa, capa/2, capa/3, capa/4 et capa/5) par le réseau durant la nuit, de minuit à 5 heures du matin lorsqu'il n'y a pas de chutes de tension et lorsque le tarif

de l'électricité provenant du réseau est le plus bas. La capacité nominale est alors atteinte et un nouveau cycle de décharge peut commencer.

2. Le système photovoltaïque assure la charge pendant les périodes de forte demande. Si cela n'est pas suffisant, la batterie commence son cycle de décharge.
3. Si le système PV produit un excédent, celui-ci permet de charger les batteries jusqu'à leur capacité nominale. Le surplus énergétique issu du champ PV est quant à lui vendu au réseau.

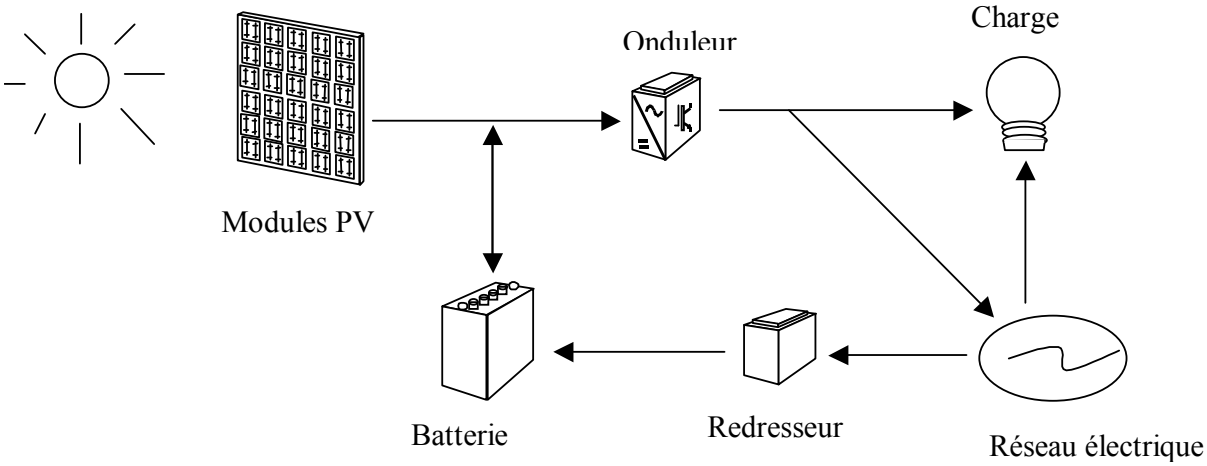


Figure 2.38 - Mode de fonctionnement du système PV

Dimensionner de manière adéquate le parc de batteries pour écrêter les pics de charge chaque mois équivaut à déterminer la taille de la batterie requise pour assurer une partie des pics de charge les plus importants de l'année. La taille de la batterie va donc dépendre de la réduction du pic de charge désirée.

Nous avons simulé le comportement du système pour diverses surfaces PV et diverses capacités de batteries, ce qui nous a permis de déterminer la courbe de dimensionnement du système. Ces courbes présentent toujours un minimum correspondant à la configuration optimale du système et au coût de revient le plus bas du kWh produit. Ce minimum permet de déterminer le couplet optimal (surface de modules, capacité de stockage). En tenant compte du comportement du système PV lors des simulations, du rendement de chaque sous-système, nous avons déterminé pour les deux premières stratégies, un ensemble de configurations qui conduisent à une diminution notable des chutes de tension Les capacités de stockage nécessaires pour une surface donnée permettant d'abaisser les chutes de tension à 9 % sont présentées sur les Figures 2.39 et 2.40.

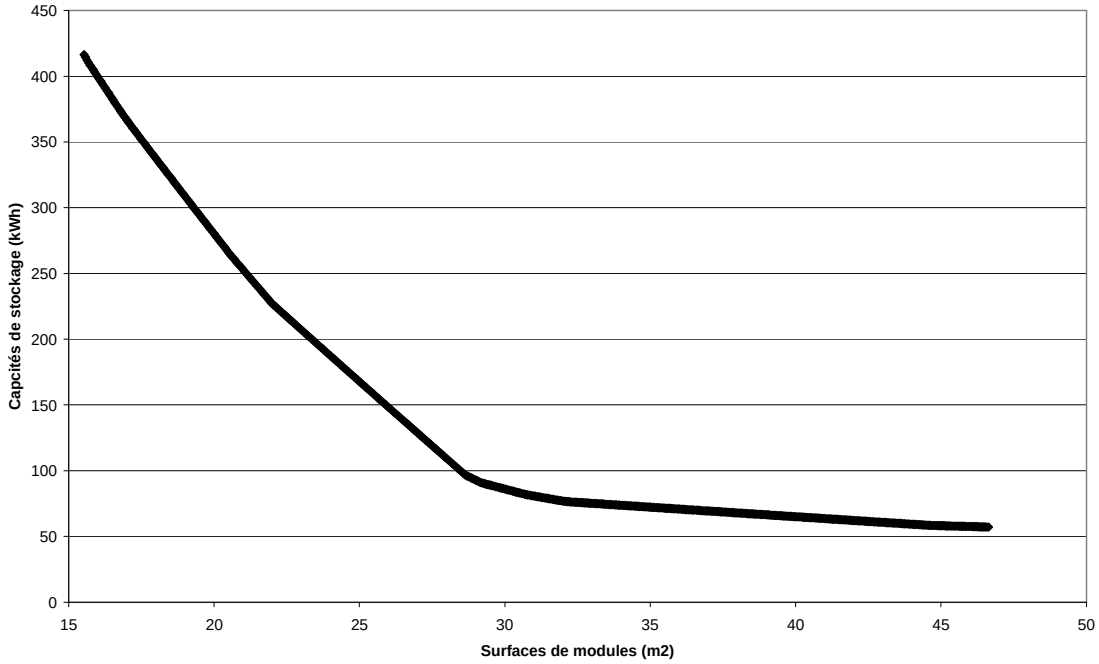


Figure2.39 - Courbe de dimensionnement pour la première stratégie

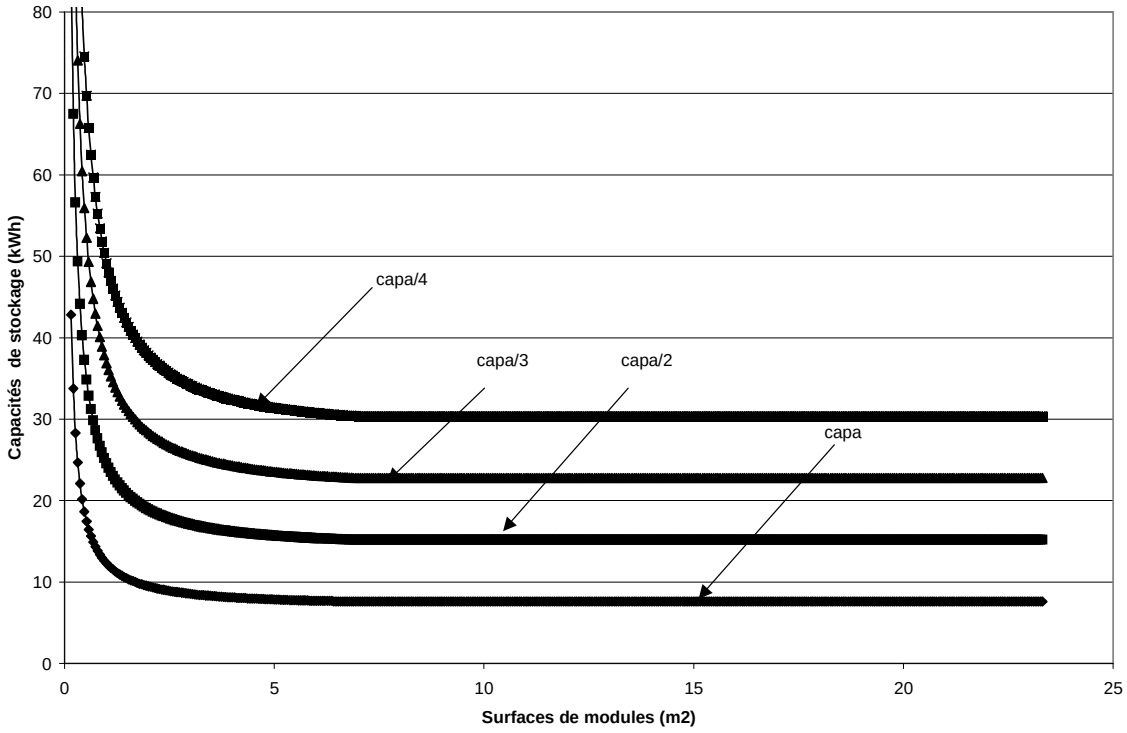


Figure 2.40 - Courbes de dimensionnement pour la seconde stratégie

On remarque que pour de petites surfaces, la capacité des batteries requise est trop importante. Par contre, à partir d'une certaine valeur de la surface de captation, la diminution de la capacité des accumulateurs devient presque négligeable. Il est alors inutile d'augmenter le nombre de modules PV. De plus, la limitation du courant de charge (lié à la surface de captation) par la capacité faradique du stockage va conduire à « éliminer » les couples à très grande surface et à petit stockage.

Nous avons pu déterminer l'ensemble des couples (surface de capteur, stockage d'énergie) conduisant au confort de l'usager. Cependant, une telle contrainte mène à une infinité de configurations possibles du système qui ne sont pas toutes réalisables. Après avoir utilisé une méthode physique pour déterminer toutes les configurations possibles du système PV, l'utilisation de nouvelles contraintes économiques nous permet de réduire cet ensemble de solutions. Le calcul du coût du kWh consommé couplé à une contrainte de minimisation conduit au système optimal.

Pour chaque couple (S,C) de la courbe de dimensionnement, nous avons calculé le coût de l'énergie. Les courbes du coût actualisé en fonction de la surface de dimensionnement passent par un minimum, donc par un maximum de rentabilité. Ce point est choisi comme étant le point optimum de dimensionnement du système photovoltaïque. Les différentes valeurs obtenues ont été reportées dans le Tableau 2.14. Celui-ci regroupe les surfaces de modules, la capacité de stockage ainsi que le coût du kWh qui correspondent au système optimal pour chaque stratégie d'étude.

PARAMETRES DU COUPLE OPTIMUM					
	Batterie chargée par le PV	Batt. chargée par le PV + le réseau			
		C	C/2	C/3	C/4
Surface de modules (m²)	*44*	*4*	*5*	*6*	*5*
Capacité de batterie (kWh)	*58*	*8*	*16*	*23*	*31*
Coût du kWh consommé (euros/kWh)	*4,14*	*0,26*	*0,65*	*0,93*	*1,02*

Tableau 2.14 - Caractéristiques des couples optimaux pour chaque stratégie

En ce qui concerne la seconde stratégie d'étude, le rapport des quantités est de l'ordre de 1 sur 4. La seconde stratégie est à retenir car les coûts sont considérablement moins importants que dans le cas de la stratégie 1.

Nous remarquons que l'ajout d'un parc de batteries permet d'abaisser sous la limite permise les chutes de tension et mène à des surfaces de modules bien inférieures à celles déterminées précédemment, conduisant à un coût du kWh acceptable, en tenant compte du « service rendu », qu'est la suppression des chutes de tension

2.4.2.5 Conclusion

A partir d'hypothèses physiques et économiques, nous avons étudié le dimensionnement d'un système photovoltaïque avec batteries couplé au réseau électrique, conduisant à une nette diminution des chutes de tension (< 9 %). Ce travail a porté sur deux types de stratégie de fonctionnement des batteries et sur l'influence des paramètres.

Dans un premier cas, seul le système PV charge les batteries. La configuration optimale, pour chaque habitation, obtenue pour une minimisation du coût de revient du kWh produit est la suivante : (S : 44 m² ; C : 58 kWh). Cette valeur de capacité correspond à près de 15 jours d'autonomie ce qui est inconcevable. Dans un second cas, PV et réseau rechargent les batteries. Nous avons obtenu le couple optimal suivant : une surface de 4 m² et une capacité de stockage de 8 kWh (soit deux jours d'autonomie), pour un coût du kWh consommé de 0,26 €. Ces valeurs sont plus avantageuses techniquement que celles annoncées dans le paragraphe précédent.

Cette étude a permis d'étudier l'impact du mode de remplissage des batteries. Nous avons vu que les considérations physiques permettent de déterminer un ensemble de configurations satisfaisant le système. Cependant, afin de choisir le couple optimum, il est nécessaire de faire appel à une étude économique couplée à une optimisation du coût de revient. L'étude de coût a montré notamment la nécessité de recharger les batteries par l'intermédiaire du photovoltaïque et du réseau de distribution électrique et l'intérêt d'équiper le dipôle 4.

Dans ces conditions, le système (PV + stockage) permet de supprimer les chutes de tension sur le bout de ligne choisie. Cette notion d'association des systèmes énergétiques à sources renouvelables d'énergie et de stockage en connexion au réseau électrique semble être une voie prometteuse pour le développement des SER et surtout dans les réseaux électriques des milieux insulaires encore plus sensibles à l'aspect intermittent et non contrôlable des énergies renouvelables.

2.5 DES SYSTEMES MULTI-SOURCES POUR LES SITES ISOLES VERS L'ASSOCIATION STOCKAGE D'ENERGIE - SYSTEMES ENERGETIQUES A SOURCES RENOUVELBALES CONNECTE SUR LE RESEAU ELECTRIQUE

Dès le début de nos activités de recherches, nous avons également participé à l'étude des systèmes multi-sources (ou hybride) en vue de l'alimentation des sites isolés ou non interconnectés à un réseau électrique. Ces travaux ont été transposés aux recherches que nous venons de décrire et qui concerne l'association de stockage d'énergie (batteries) et de champ photovoltaïque pour pallier les chutes de tension. Le schéma type des systèmes multi-source est représenté sur la figure 2.41.

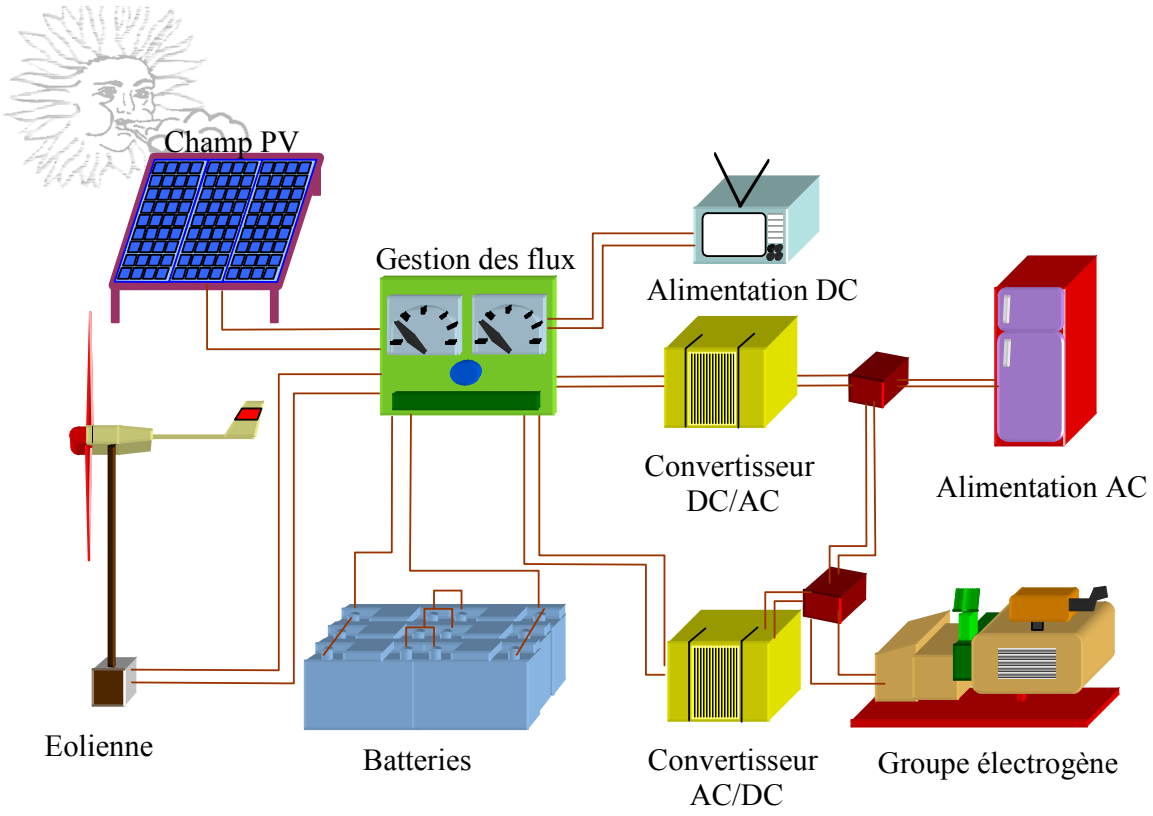


Figure 2.41 – Schéma d'un système hybride.

Le système est composé d'un champ photovoltaïque et/ou d'une éolienne, d'un système de stockage (parc de batteries) d'un groupe de secours (groupe électrogène) de régulateur et de convertisseur et d'onduleur, si nécessaire.

Un tel système énergétique complexe, nécessite une optimisation de tous ces sous-éléments afin d'assurer la charge donnée de manière optimale. Cette optimisation technique conduit à une courbe de dimensionnement et nous avons choisi dans tous nos travaux le facteur « coût de l'énergie » produit ou consommé comme un facteur discriminant. Le choix du système optimal est celui qui conduit à un coût minimal.

2.5.1 Etude du système photovoltaïque et stockage batteries [6.7.1.25 ; 6.7.1.26 ; 6.7.1.27 ; 6.7.1.28 ; 6.7.2.38.]

La première étape concerne le dimensionnement des systèmes énergétiques {photovoltaïque + batteries} et également la quantification de l'influence d'un certain nombre de paramètres, en particulier du profil journalier de consommation, du pas de temps des données d'entrée et de sortie.

La conception d'un tel système nécessite de déterminer les valeurs optimales de la puissance crête du champ PV (ou sa surface) et la capacité de stockage des batteries qui permettent d'atteindre un certain niveau de fiabilité à savoir ici une fourniture sans interruption d'électricité (une autonomie du système global).

A partir d'une surface de champ (S_{PV}) et un profil de consommation donnés, il s'agit de déterminer la capacité de batteries (C_{bat}) de telle manière qu'à la fin de la période de simulation, la charge raccordée ait été en permanence satisfaite. Ainsi, le comportement du système est simulé avec une configuration choisie (S_{PV},C_{bat}) sur une période suffisamment longue (19 ans); si la contrainte d'autonomie n'est pas en permanence vérifiée, une capacité de stockage plus grande est alors choisie et la simulation est réitérée jusqu'à ce que la configuration permette de satisfaire notre contrainte durant toute la période de simulation. Les courbes de dimensionnement, comme nous les avons présentées dans le paragraphe 2.4.2.4, associées aux différents profils de charge (Figure 2.42) pour le site d'Ajaccio sont données sur la Figure 2.42.

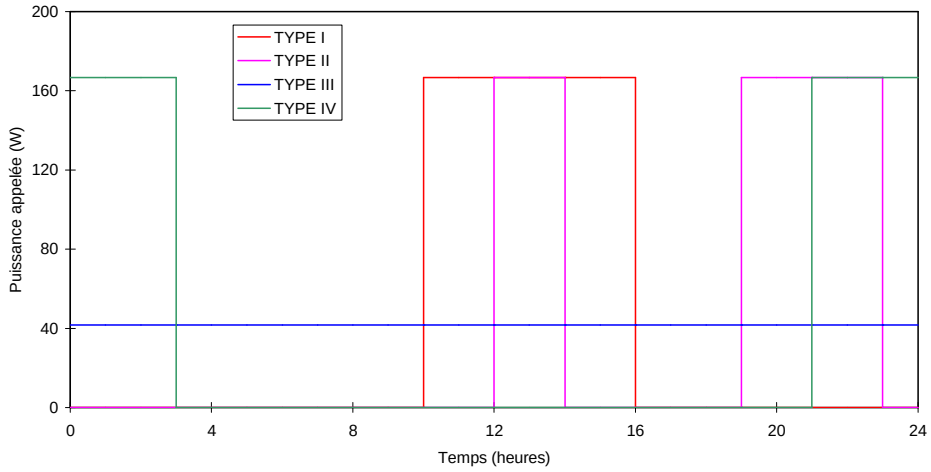


Figure 2.42 – Les quatre profils de consommation (1 kWh/jour).

Pour chaque profil de charges, nous avons représenté sur la Figure 2.43 la courbe de dimensionnement du système PV c'est-à-dire l'ensemble des couples caractéristiques qui conduisent à l'obtention d'un système autonome; le domaine de variation de ces couples a ensuite était réduit afin de tenir compte des contraintes techniques telles qu'une capacité de stockage inenvisageable (pour la partie gauche de la courbe) ou la limitation du courant de charge des batteries nécessaire pour ne pas endommager le stockage (pour la partie droite).

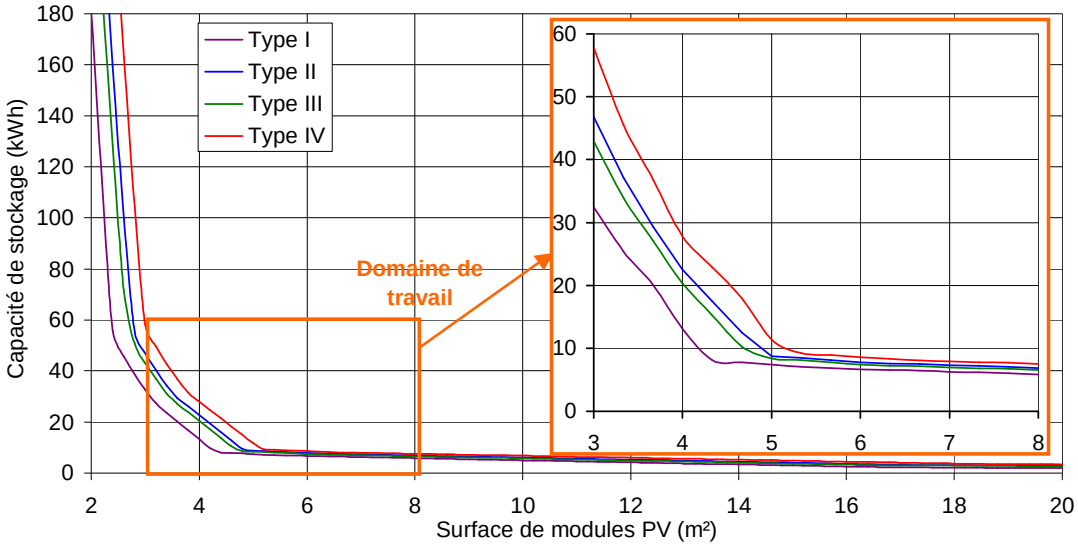


Figure 2.43 – Courbes de dimensionnement et domaine réduit de travail pour une consommation journalière de 1 kWh

On observe donc qu'il existe un grand nombre de configuratiosn techniques possibles. Il faut donc choisir parmi cette multitude de configurations celle qui doit être installée. Pour ce faire, nous avons mis en œuvre une étude de coût de production du kilowattheure électrique. Cette étude de coût est basée sur la durée de vie du système (Paisch et al., 1994 ; Curien, 1990 ; Equer et Percebois, 1993) de tous les postes engendrant des dépenses et de la production du système. Ainsi, pour chaque configuration précédemment définie, nous estimons le coût de production du kWh que nous avons présenté sur la Figure 2.44 [6.7.1.14 ; 6.7.1.23 ; 6.7.2.34]

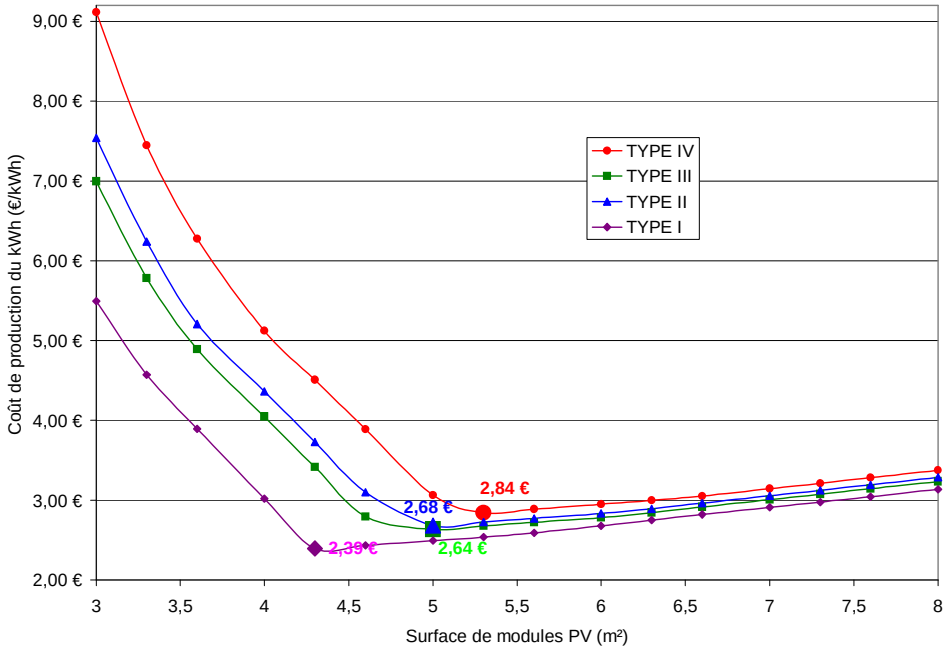


Figure 2.44 – Evolution du coût du kWh selon la configuration du système.

La présence d'un minimum est bien visible, il nous permet de déterminer la solution la plus économique qui est celle que nous considérerons comme « optimale ». Cependant, peut-on être pour

autant satisfait de notre système ainsi configuré ? Cependant, le système ainsi configurer n'est pas pas totalement satisfaisant. En effet, nous constatons pour cette configuration optimale qu'un important surplus d'énergie est produit; en effet, si nous calculons le rapport de l'énergie produite par le champ PV sur l'énergie consommée durant la même période nous constatons qu'il varie entre 2,02 et 2,5 selon le profil de charge utilisé ce qui implique que plus de la moitié de l'énergie produite par le champ photovoltaïque n'est pas utilisée.

Cela nous a amené à étudier comment cette énergie perdue pourrait être réduite; puisque que celle-ci est due à notre contrainte qui impose une fourniture sans interruption d'électricité, nous avons voulu observer l'influence du taux de couverture solaire sur la configuration du système, puis sur le coût de production. En effet, la fiabilité du système est souvent exprimée en terme de probabilité de perte de charge LLP (Loss of load probability) : ainsi un LLP = 0 correspond à un système totalement autonome. Cependant comme l'ont montré Egido et Lorenzo (1992), il est intrinsèquement impossible de valider un modèle analytique pour des valeurs de LLP < 10^{-2}, ce qui représente une limite appropriée pour des applications de faible ou moyenne fiabilité comme l'éclairage par exemple. Par contre, pour de hautes fiabilités comme les télécommunications, il est nécessaire de dimensionner avec un LLP = 10^{-3} ou même 10^{-4}.

Nous avons donc étudié cette fois les configurations du système nous permettant d'atteindre un taux de couverture choisie en nous intéressant plus particulièrement à la création d'énergie excédentaire représentée ici par la part d'excédent définie comme le rapport de l'énergie excédentaire sur l'énergie produite ou plus exactement productible par le champ PV.

On note une forte dépendance entre la production d'énergie excédentaire et le taux de couverture solaire. Lorsque le taux de couverture est inférieur à 75 % plus aucun excédent est alors produit, on diminue cet excédent de 50 % en réduisant le taux de couverture de seulement 2,5 %. Pourquoi alors ne pas envisager de concevoir un système dans lequel le générateur photovoltaïque ne produirait plus la totalité de l'énergie appelée mais seulement la plus grande partie, le restant étant produit par une source secondaire ? Cela nous conduit tout naturellement vers l'étude des systèmes multisources appelés également systèmes hybrides.

2.5.2 Etude du système photovoltaïque et stockage batteries et groupe électrogène [6.7.2.24 ; 6.7.1.26 ; 6.7.1.27 ; 6.7.1.28]

Pour ce faire, nous dimensionnons dans un premier temps le système photovoltaïque afin qu'il couvre un pourcentage donné de la charge qui lui est raccordée (précédemment il devait couvrir 100 % de cette charge). On lui associe ensuite un groupe électrogène (essence, diesel 3000 tr/mn ou

1500 tr/mn) dont la puissance nominale est compatible avec le stockage d'énergie c'est-à-dire qui produit un courant de charge n'excédant pas un cinquième de sa capacité coulombique après conversion en courant continu à travers un convertisseur AC/DC comme le recommande le « Sandia National Laboratories » (1990). Pour les mêmes raisons, il convient de vérifier que la taille du champ PV est également compatible avec celle du stockage, dans le cas contraire on augmentera la taille du stockage afin de respecter cette contrainte. Pour chaque configuration ainsi déterminée, nous calculons la consommation en carburant et le temps de fonctionnement du groupe qui interviendront dans l'estimation du coût de production du kilowattheure. Pour chaque taux de couverture et chaque consommation (en énergie et en profil), nous retenons la configuration optimale c'est-à-dire celle qui conduit au plus faible coût de production

Il apparaît que la configuration optimale est celle pour laquelle le taux de couverture est de l'ordre de 75 – 80 %, le coût de production est alors bien inférieur à celui d'un système PV pur, nous donnons dans le tableau 2.15 des résultats obtenus selon le taux de couverture solaire.

Taux de couverture solaire	Surface PV (m²)	Capacité (kWh)	Coût (€/kWh)
(1) 95%	470	273	2,41
(2) 90%	400	173	2
(3) 80%	340	122	1,71

Tableau 2.15 – Comparaison des dimensionnements.

L'association d'un groupe électrogène à un système à source renouvelable d'énergie permet donc d'additionner les avantages de chacun des deux systèmes :

- le système à source renouvelable (PV ou éolien) réduit la consommation et la maintenance du groupe ;
- la présence du stockage par batteries réduit la puissance nominale du groupe à installer;
- la présence du groupe réduit la puissance du champ photovoltaïque ou de l'éolienne et la capacité de stockage des batteries diminuant ainsi le coût du système ;
- la fiabilité du système global est augmentée :
- la présence du groupe électrogène permet d'alimenter en direct des charges occasionnelles telles que des outils électriques par exemple.

Se posent alors les problèmes suivants :

- choisir correctement la taille de chaque composant du système ;
- optimiser la gestion de l'énergie au sein de ce système ;

et enfin, rechercher la configuration qui optimisera le coût de production.

Plusieurs points se doivent d'être améliorés par rapport aux travaux exposés précédemment :

- une fois le groupe introduit, il convient d'étudier quelle est la meilleure stratégie de fonctionnement pour chaque sous système ;
- par la conception même de cette méthode de dimensionnement, il est aisé de l'étendre à d'autres systèmes énergétiques et notamment à des systèmes éoliens ;
- la méthode de calcul de coût devra être améliorée et chaque composant devra être étudié à partir de la bibliographie existante et des données fournies par les divers constructeurs et fournisseurs de composants.

2.5.3 Optimisation De La Stratégie De Fonctionnement

La méthode décrite précédemment permet de calculer le dimensionnement d'un système PV pour un certain taux de couverture solaire, auquel on vient rajouter un groupe électrogène pour compenser le déficit « solaire ».

Nous avons cherché à simuler d'une part le comportement global du système hybride dans lequel le fonctionnement du groupe électrogène a été cette fois introduit et d'autre part, à optimiser la stratégie d'exploitation c'est-à-dire les différents modes de fonctionnement possibles des divers sous-systèmes caractérisés par un certain nombre de paramètres tels que seuil de démarrage ou d'arrêt du groupe, régime de charge, utilisation du groupe électrogène en alimentation directe, en chargeur de batteries ou en mode mixte, etc... Le groupe électrogène n'intervient qu'en tant que chargeur auxiliaire de batteries via l'intervention d'un convertisseur AC/DC.

L'avantage du choix de cette configuration de fonctionnement est de plusieurs ordres :

- la taille du groupe à installer est plus petite car sa puissance nominale est alors liée à la capacité de stockage des batteries et non à la puissance maximale appelée par la charge ;
- de ce fait, le temps de fonctionnement du groupe est réduit ;
- les problèmes de « stand-by » sont éliminés ;
- le régime de fonctionnement du groupe est optimal puisqu'il travaille proche de sa puissance nominale.

Ces travaux, présentés dans [6.7.1.14 ; 6.7.1.22 ; 6.7.2.24 ;], nous ont permis de déterminer la puissance du groupe électrogène, le choix du type de groupe (essence, diesel, tr/min, …) en fonction du temps de démarrage et d'arrêt par rapport à la stratégie de fonctionnement suivi.

2.5.4 Impact Du Profil De Charge [6.7.1.25, 6.7.2.29 ; 6.7.2.31]

La première partie de nos calculs a été basée sur les profils de charge présentés sur la Figure 2.42. Nous avons fait évoluer ces profils vers des profils saisonniers plus réalistes en termes de charge appelée dans l'habitat. Ce profil a été estimé pour un foyer de 4 personnes utilisant soit des éléments à faible consommation d'énergie, soit des éléments plus traditionnels. Dans notre étude, nous avons considéré une habitation non raccordée au réseau de distribution. Le choix du nombre de points d'éclairage et du volume de réfrigération a été réalisé après une étude détaillée. De même, l'influence de la saison sur la consommation a été prise en compte et a conduit à l'élaboration de deux profils de charge conduisant tous deux au même niveau de confort c'est-à-dire offrant le même service : le profil « économe » utilisant du matériel adapté à haut rendement énergétique et le profil « standard » utilisant un équipement dont la consommation énergétique se situe dans la moyenne de celles des appareils conventionnels disponibles sur le marché. Les consommations annuelles pour chacun des deux profils sont respectivement 623 kWh pour le profil économe et 1517 kWh pour le profil standard (Figure 2.45).

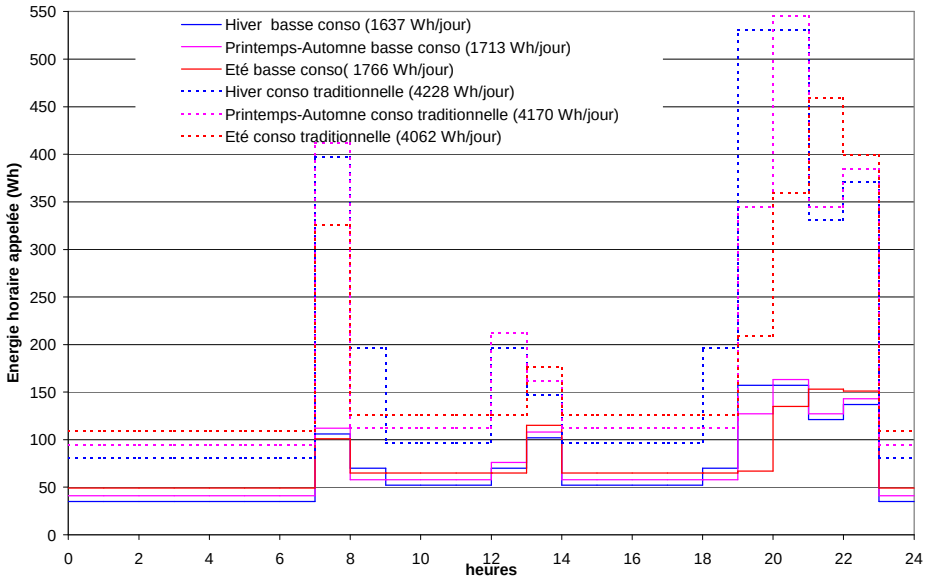


Figure 2.45 – Les deux profils de consommation saisonniers.

A partir de ces deux profils de charge, nous avons simulé le fonctionnement du système pour deux taux de couverture solaire (100 % et 99 %) et obtenu les configurations optimales du système après application de la méthode décrite précédemment (Figure 2.46). Au niveau de la configuration optimale, on constate que le passage d'un taux de couverture de 100 % à 99 % se traduit par une diminution de la surface de 8 à 30 % et d'une diminution significative de la taille des batteries de 50 à 60 %.

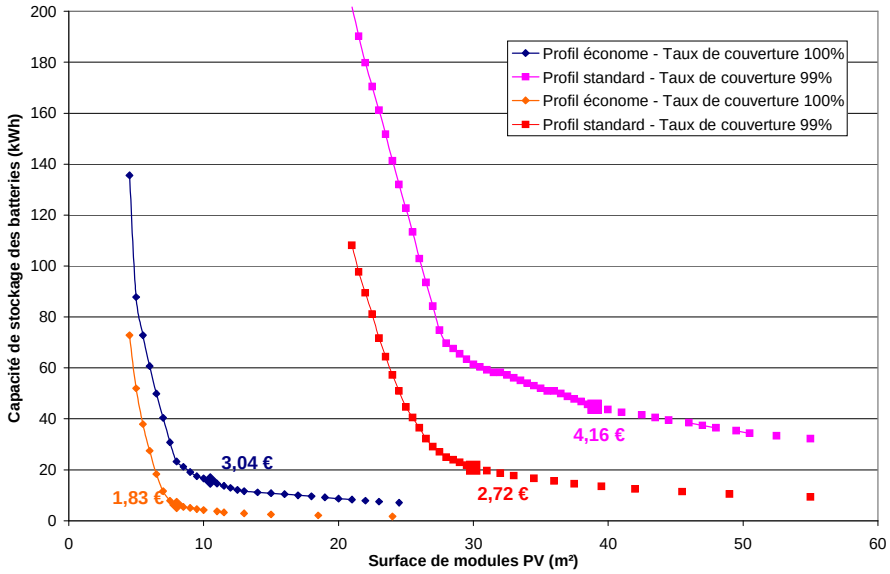


Figure 2.46 – Dimensionnement et optimisation du système.

On observe également une diminution de plus d'un facteur trois au niveau des caractéristiques du système PV par le simple fait d'un choix judicieux du matériel électrique permettant de passer du profil standard au profil économe. Cela se traduit également par une réduction de 1/3 du coût du kWh. On peut ainsi comparer des coûts pour un même service rendu et constater qu'un choix optimal de l'équipement peut induire une réduction de près d'un facteur 3,4 du coût du système de production sans diminuer pour autant le degré de confort.

Ces résultats démontrent l'importance du choix de l'équipement. L'électricité photovoltaïque (et plus généralement la production décentralisée d'électricité) et l'utilisation rationnelle de l'énergie sont donc des alliés indéniables. Les Energies renouvelables sont indissociables des actions de Maîtrise de l'Energie.

2.6 SYNTHESE ET CONCLUSION

La méthodologie de dimensionnement que nous avons développée initialement a été améliorée en introduisant le fonctionnement du groupe dans la simulation globale du système hybride et en optimisant sa stratégie de fonctionnement. Cette méthode a conduit à des résultats tout à fait concordants avec ceux obtenus par des méthodes plus lourdes et plus complexes, car rappelons le nous cherchons à dimensionner nos systèmes et non à connaître finement la valeur des paramètres caractéristiques à un instant donné de son fonctionnement.

L'approche globale qu'elle utilise et la simplicité des modèles mis en œuvre pour décrire le comportement de chaque sous système permet de l'étendre aisément à d'autres systèmes de

production d'énergie. Ainsi, les systèmes hybrides éolien/batteries/groupe électrogène ont été également dimensionnés. Les systèmes de production décentralisée utilisant l'énergie éolienne semblent cependant moins adaptables à tous les sites que ne le sont les systèmes photovoltaïques. La plupart des conclusions qui furent tirées de l'étude des systèmes photovoltaïques ont pu être étendues aux systèmes éoliens [6.7.1.13 ; 6.7.1.16 ; 6.7.2.18 ; 6.7.2.25] :

- utilisation d'un stockage d'énergie n'excédant pas deux ou trois jours d'autonomie dans une configuration hybride ;
- nécessité d'une taille minimale du sous système producteur d'énergie (champ photovoltaïque ou éolienne) sous peine d'une impossibilité de garantir une fiabilité correcte ;
- nécessité de caractériser l'éolienne à la fois par sa puissance nominale et par sa courbe de puissance ce qui implique qu'un dimensionnement sur un site donné ne peut être généralisé à tous types de machines.

Au niveau de l'étude des coûts et plus particulièrement des valeurs obtenues, il faut préciser que nous ne pouvons pas comparer ces coûts avec ceux produits par des moyens classiques. Il est cependant intéressant de noter que le recours aux énergies renouvelables disponibles in situ permet de réduire voire même d'annuler les coûts de transport et de distribution (Chabot, 1996).

Intégrer les besoins de l'utilisateur dans l'optimisation du moyen de production d'électricité qui va lui être fourni est inévitable. Il est nécessaire que le concepteur ou l'installateur du système soit également un ambassadeur des économies d'énergie.

L'exemple que nous avons traité ici permet de manière évidente de prendre conscience du problème de l'utilisation rationnelle de l'énergie au niveau de l'alimentation électrique de l'habitat même s'il ne s'agit pas du secteur le plus énergivore. Ce concept dépasse de loin le cadre de l'utilisation des sources renouvelables d'énergie, il s'inscrit également dans celui de la préservation de l'environnement et du développement durable.

2.7 INTRODUCTION DE LA CHAINE HYDROGENE [6.7.1.2 ; 6.7.2.7 ; 6.7.2.9]

Nous venons de présenter le dimensionnement de systèmes multi-sources dans le cadre d'une application de charge autonome. L'ajout d'un groupe électrogène a permis de réduire la part du « renouvelable » et de fiabiliser le système. Le système de stockage permet d'assurer le tampon lors de non-production du renouvelable.».

Les systèmes associant batteries et/ou groupe électrogène sont largement utilisés dans les systèmes de production électrique à partir d'énergies renouvelables. Ils gardent cependant un caractère polluant pas complètement satisfaisant. Le couple électrolyseur/pile à combustible permet de remédier à ce problème : l'électrolyseur permet de stocker de l'électricité sous forme d'hydrogène et la pile à combustible permet de fournir l'électricité d'appoint en cas de manque de ressource des énergies renouvelables. Il "suffit" alors d'avoir un stock d'hydrogène de contenance adaptée.

Nous avons introduit une chaine hydrogène au sein de systèmes multi-sources. Celle-ci permet à la fois d'assurer le stockage de l'énergie, via un électrolyseur, et la production d'énergie électrique via une pile à combustible. On peut décomposer ce système en quatre sous-systèmes détaillés sur la Figure 2.47.

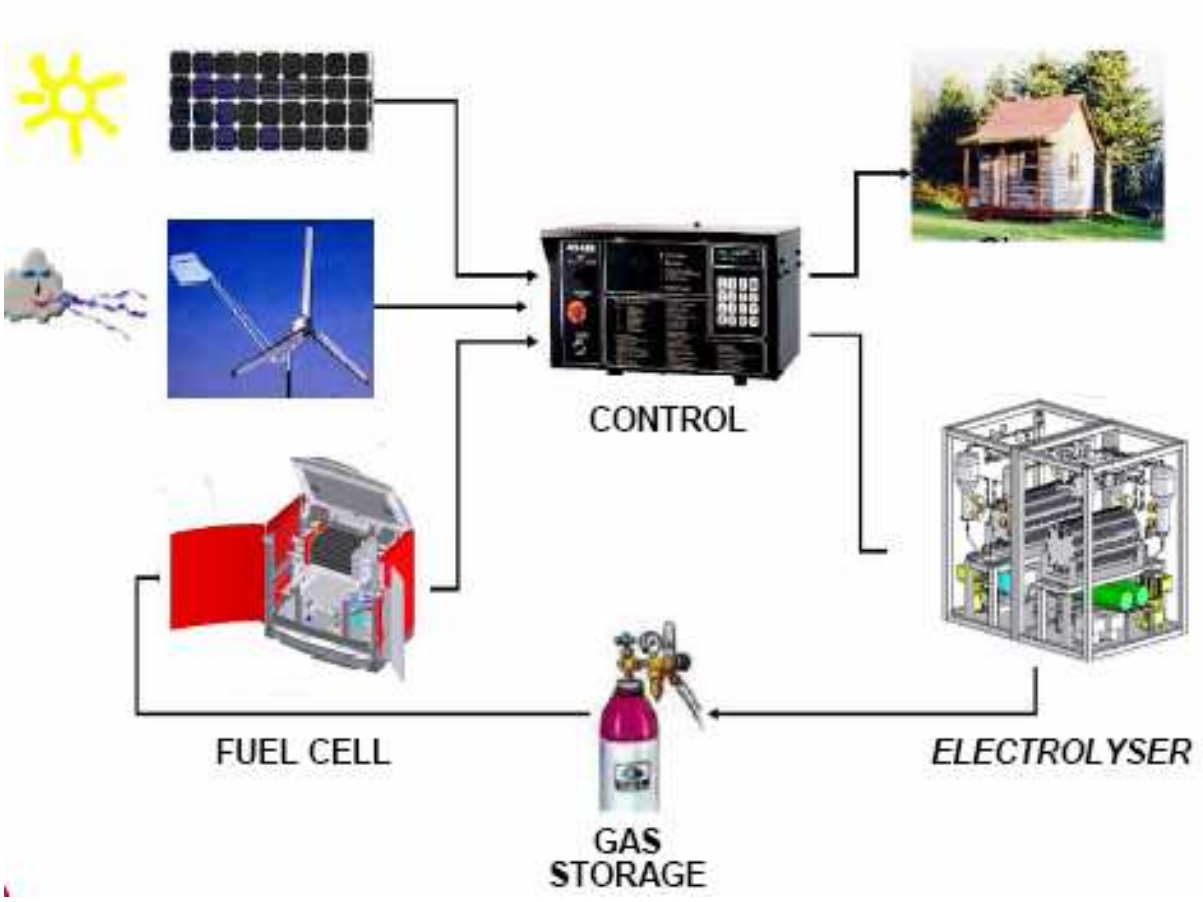


Figure 2.47 - Schéma de principe du système hybride étudié.

Nous avons donc réalisé une optimisation technique et économique du système hybride. Et une étude comparative avec un système classique photovoltaïque batteries. La charge à alimenter est celle décrite sur la Figure 2.45, profil basse consommation.

La stratégie de fonctionnement choisie est la suivante. La charge est en priorité alimentée, en cas d'énergie excédentaire celle-ci sera orientée vers l'électrolyseur pour être stockée sous forme d'hydrogène puis restituée en cas de besoin par l'intermédiaire de la pile à combustible.

Le rôle de l'électrolyseur est de transformer l'énergie électrique en hydrogène. Le rôle du compresseur est de comprimer l'hydrogène produit par l'électrolyseur pour en réduire le volume de stockage. On supposera que la pile de type PEM (proton Exchange Membrane) fonctionne à l'air ambiant et nous nous sommes focalisés sur le volume d'hydrogène produit.

L'énergie supplémentaire produite par l'ensemble photovoltaïque-éolienne et non consommée par la charge est disponible pour l'électrolyse. L'électrolyseur est défini par un seuil de puissance minimale de fonctionnement et un seuil haut. Le seuil bas est défini comme un pourcentage de la puissance maximale de l'électrolyseur (typiquement 20 %). Le plafond est défini par la puissance maximale de l'électrolyseur, majorée par la consommation du compresseur. La puissance maximale de l'électrolyseur est quant elle définie comme un pourcentage de la somme de la puissance crête du champ photovoltaïque et de la puissance nominale de l'éolienne Il faut noter qu'en baissant la puissance de l'électrolyseur, on baisse le seuil de déclenchement et ainsi on diminue la puissance perdue.

La consommation du compresseur est définie comme un pourcentage de l'énergie disponible en entrée de l'électrolyseur. On considère ainsi que le compresseur se met en route en même temps que l'électrolyseur et que sa consommation dépend de la production en hydrogène de l'électrolyseur (compression adiabatique, isotherme ou multi-étage).

La différence entre la puissance en théorie disponible en entrée de l'électrolyseur et celle effectivement utilisée par ce dernier est de la puissance perdue qu'il faut essayer de rendre la plus petite possible, en ajustant par exemple la puissance maximale de l'électrolyseur par rapport à la puissance SER installée.

La conversion de l'électricité en hydrogène par l'électrolyseur se fait ensuite par le PCS de l'hydrogène, c'est-à-dire 3,55 kWh/Nm^3. Le rendement de cette conversion (autour de 75%) est une fonction de l'énergie électrique en entrée de l'électrolyseur.

$$\rho_{élec}(P) = 2U_{ref}\frac{1}{b\left[1+\left(1+\frac{4aP}{b^2}\right)^{0,5}\right]} \tag{2.28}$$

Les valeurs des paramètres a et b sont données pour un électrolyseur "classique" moyen.

Le rôle de la pile à combustible est de transformer de l'hydrogène en énergie électrique. Sa modélisation consistera donc à obtenir une énergie électrique à partir d'un volume d'hydrogène qu'il faut calculer.

L'énergie à fournir à la charge et non produite par le champ photovoltaïque est à fournir par la pile à combustible. La puissance maximale de la pile à combustible correspond à la puissance maximale de la charge à alimenter.

.

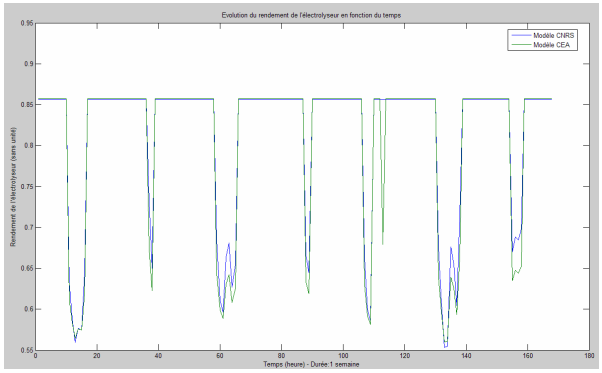
La conversion de l'hydrogène en électricité par la pile à combustible se fait par le PCS, c'est-à-dire 3,55 kWh/Nm^3. Le rendement de cette conversion (autour de 55 %) est une fonction de la puissance électrique à fournir par la pile à combustible. L'expression du rendement en fonction de la puissance à fournir par la pile à combustible:

$$\rho_{PaC}(P') = b' \frac{1+\left(1+\frac{4a'P'}{b'^2}\right)^{0,5}}{2U'_{ref}} \tag{2.29}$$

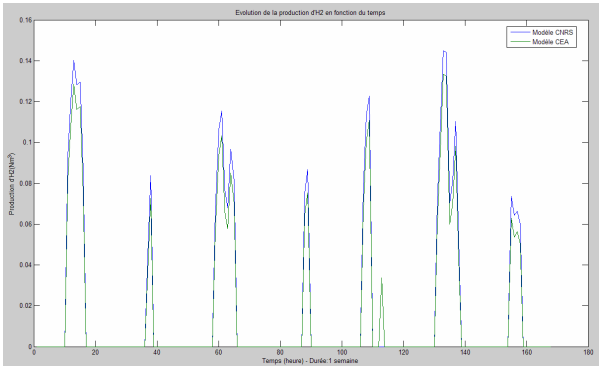
Le modèle de rendement utilisé ne tient pas compte de l'influence de la température ni de la pression. Les valeurs des paramètres a' et b' sont données pour une pile à combustible "classique" moyenne type PEMFC.

Le réservoir d'hydrogène permet de stocker l'énergie excédentaire notamment lors des périodes d'été sous forme d'hydrogène et de la restituer aux périodes déficitaires. Sa modélisation consistera donc à comparer un flux de production d'hydrogène par l'électrolyseur, à un flux de consommation d'hydrogène utilisé par la pile à combustible.

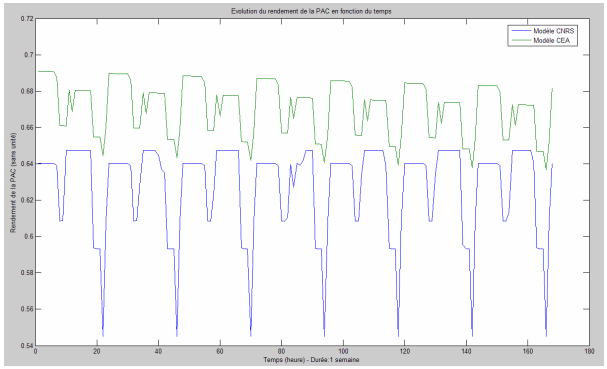
Les résultats de simulations issus des modèles développés ont ensuite été comparés avec ceux issus des modèles développés par nos partenaires du CEA et de HELION Fuel Cells Maker (Figure 2.49). On observe de fortes simulations, les écarts provenant essentiellement des stratégies de fonctionnement choisies. Ce point sera abordé dans les prochains travaux de la Thèse de Christophe DARRAS débuté en Septembre 2007.



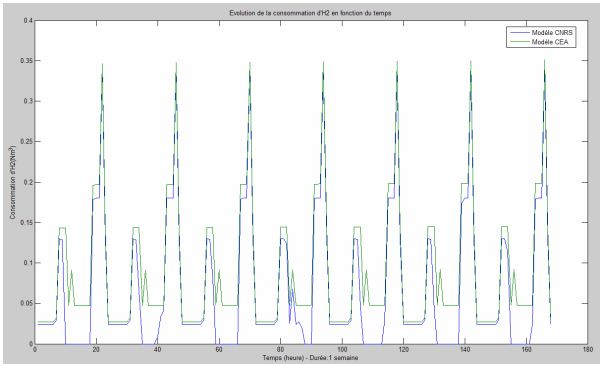
Evolution du rendement de l'électrolyseur en fonction du temps



Evolution de la production d'hydrogène en fonction du temps



Evolution du rendement de la PàC en fonction du temps



Evolution de la consommation d'Hydrogène en fonction du temps

Figure 2.49 – Comparaison des résultats issus des différents travaux

L'énergie électrolysée dépend de la puissance de l'électrolyseur, du rendement de l'électrolyseur, du compresseur et bien entendu de l'énergie en entrée. Nous avons vu précédemment que l'électrolyseur a une plage de fonctionnement limitée par une puissance minimale et maximale. L'énergie ainsi perdue doit être rendue la plus petite possible. Il a donc fallu optimiser la puissance de celui-ci en fonction de la puissance du champ photovoltaïque. Nous avons tracé la courbe de l'énergie électrolysée et du volume d'hydrogène produit en fonction de la puissance d'électrolyseur (Figure 2.50).

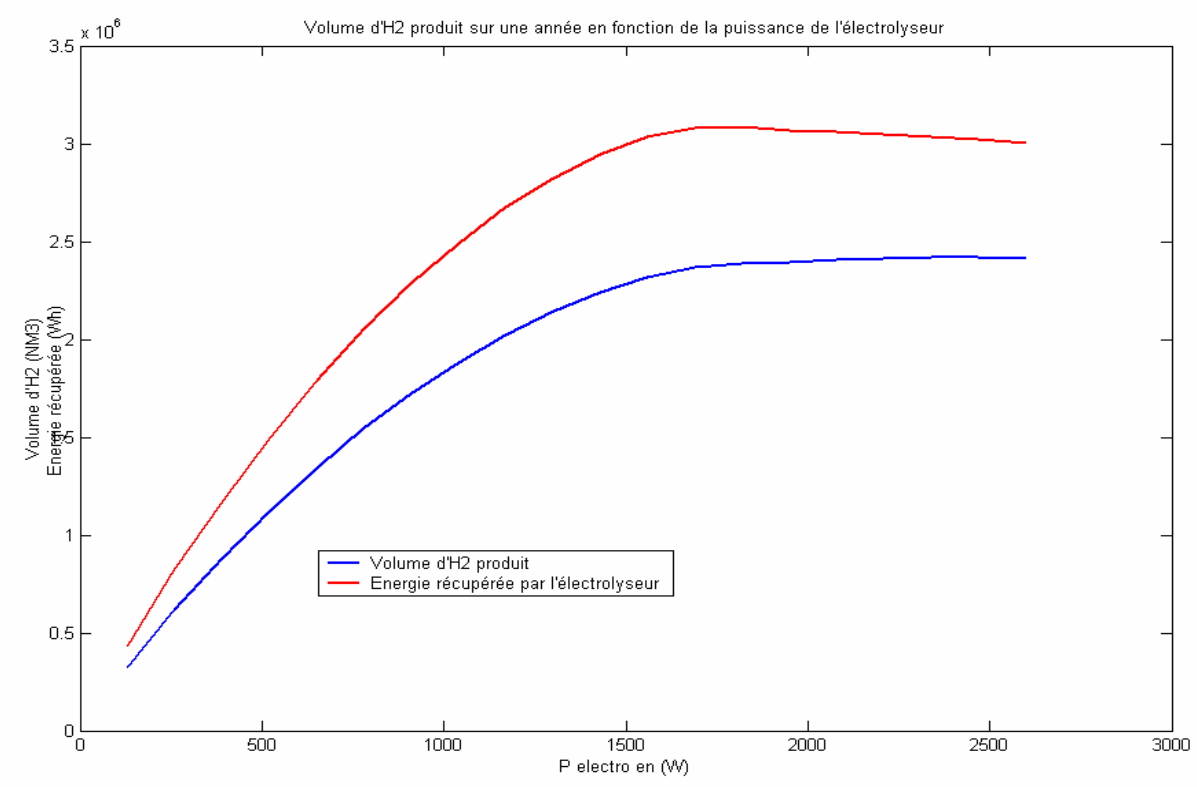


Figure 2.50 – Volume d'hydrogène produit en fonction de la Puissance de l'électrolyseur

Pour un champ photovoltaïque d'une puissance $P°_{PV}$ = 2600 Wc, nous voyons donc qu'il suffit de dimensionner l'électrolyseur à 65% de 2600 Wc, soit environ 1700 W. Au-delà, l'énergie électrolysée ne sera pas plus importante.

Ayant ainsi dimensionné l'électrolyseur, nous avons ensuite mis en place la méthode de dimensionnement énergétique présentée précédemment, et transposée à ce nouveau type de système multi-source. La courbe limite de fonctionnement du système (ou de dimensionnement) (Figure 2.51), permet d'indiquer la configuration minimale du champ photovoltaïque et du réservoir d'hydrogène nécessaire pour que le système ne tombe pas en panne sur la période de simulation.

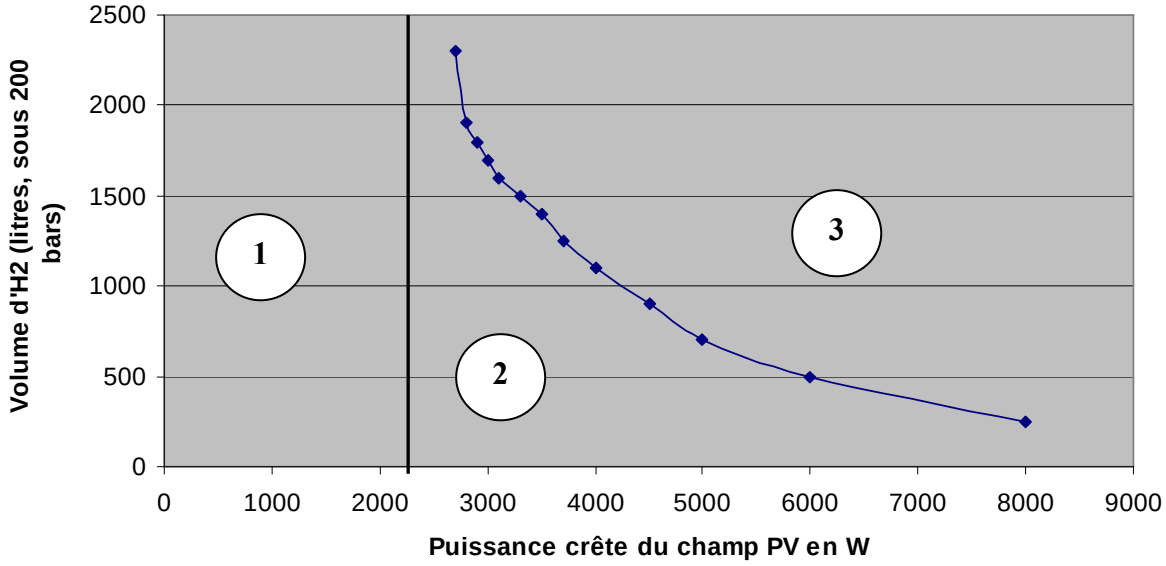


Figure 2.51 – Courbe de dimensionnement du système PV - Electrolyseur – pile à combustible

De cette courbe, nous pouvons déduire trois zones :

La zone 1 définit un système **sous dimensionné en puissance photovoltaïque**. Dans ce cas, le volume d'hydrogène produit au cours de la période de simulation est inférieur au volume d'hydrogène consommé. Le système « s'épuise en hydrogène » et nécessite un stock d'hydrogène au départ important afin d'assurer le fonctionnement de l'installation pendant le temps considéré.

La zone 2 définit un système **sous dimensionné**. (taux de défaillance > 0) Dans ce cas, c'est soit le volume d'hydrogène, soit la puissance du champ photovoltaïque qui est insuffisante. Le système fonctionne avec un taux de défaillance supérieur à zéro. Plus le point de fonctionnement s'éloigne de la limite de la courbe de fonctionnement et est à l'intérieur de la zone 2, plus le taux de défaillance est important.

La zone 3 définit un système dont le taux de défaillance sur la période considérée est nul.

Afin d'affiner notre étude, nous avons tracé les courbes de fonctionnement limites pour différentes valeurs de puissance d'électrolyseur (Figure 2.52) :

- $P_{électro} = 0{,}4 \times P°_{PV}$
- $P_{électro} = 0{,}5 \times P°_{PV}$
- $P_{électro} = 0{,}65 \times P°_{PV}$
- $P_{électro} = 0{,}7 \times P°_{PV}$
- $P_{électro} = 1 \times P°_{PV}$

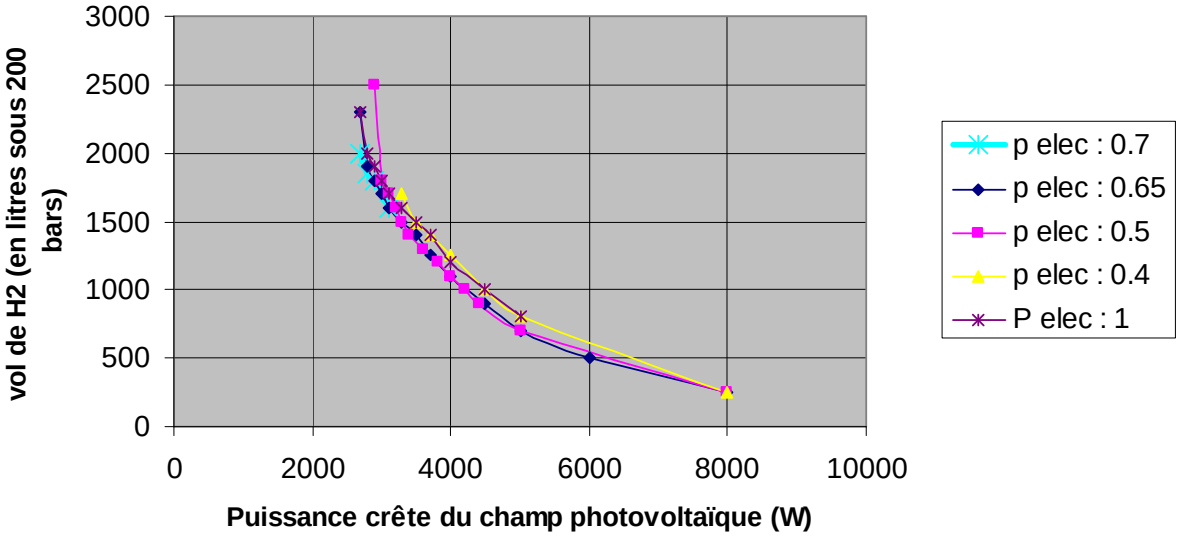


Figure 2.52 – Courbe de dimensionnement en fonction de la puissance de l'électrolyseur.

Nous constatons que la courbe de fonctionnement limite varie peu quel que soit le ratio de puissance de l'électrolyseur.

A partir de ces courbes de dimensionement, on s'aperçoit qu'il existe un grand nombre de couples possible permettant au système de fonctionner. Ce qui génère la problématique suivante : est-il plus intéressant économiquement d'augmenter le champ photovoltaïque pour avoir ainsi un volume de stockage moins grand et un électrolyseur éventuellement de puissance plus faible ou de réduire le champ photovoltaïque pour avoir un volume de stockage plus important ? Avant donc de donner un Coût Général Annualisé (CGA) quelconque pour un tel système, il est important de faire une optimisation économique du système. Le but de cette étude est tout d'abord d'optimiser les coûts de l'installation en dimensionnant au mieux les matériels. Pour cela, les matériels influençant majoritairement sur les coûts sont :

- La pile à combustible
- Le contrôleur/convertisseur
- L'électrolyseur
- Le réservoir d'hydrogène
- Le champ photovoltaïque

Le Tableau 2.16 synthétise les hypothèses économiques choisies dans cette étude (temps de fonctionnement de l'installation 20 ans ; taux d'actualisation : 6%).

Equipements	Durée de vie	Coût du kW
Pile à Combustible	10000 h	2000 €/kW
Convertisseur	10 ans	1000 €/kW
Electrolyseur + compresseur	10 ans	4000 €/kW
Stockage hydrogène	20 ans	250 € 50L H2@ 200 bars
Champ photovoltaïque	20 ans	6000 €/kWc

Tableau 2.16 – Durée de vie et Coûts des différents éléments du système

Pour chaque point de la courbe limite de fonctionnement (Figure 2.53), nous avons calculé le CGA correspondant. Si nous superposons les courbes « CGA » et « volume d'H_2 » en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque, nous pouvons voir clairement qu'une zone d'optimum économique apparaît.

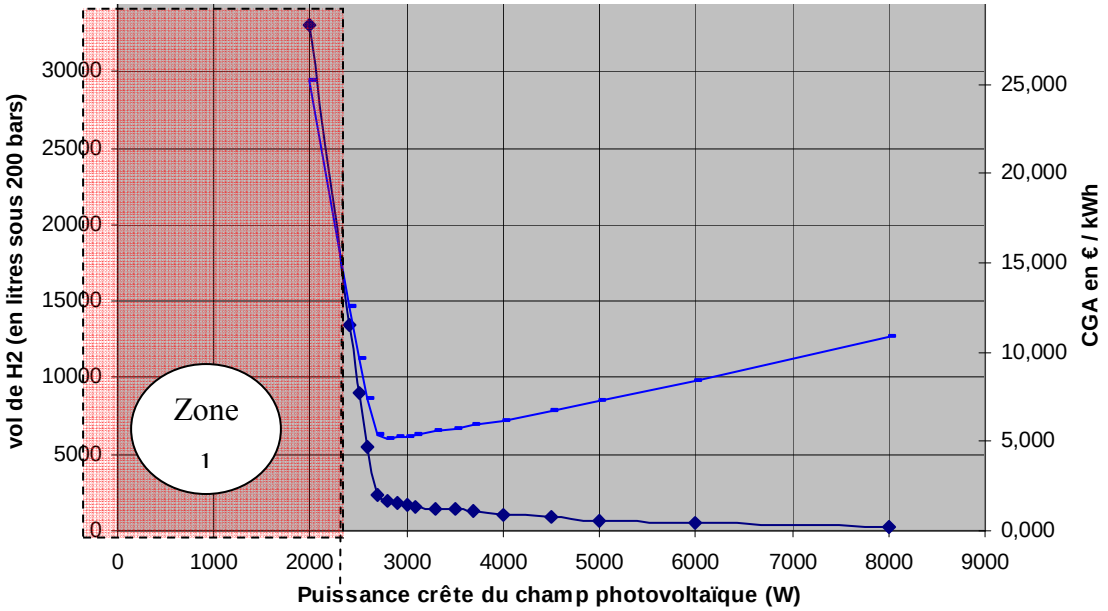


Figure 2.53 – Coût en fonction de la Puissance crête PV et Volume d'H2.

Nous avons également étudié l'influence de la puissance de l'électrolyseur sur ce coût et on constate que le minimum économique ne correspond pas au minimum « énergétique » (Figure 2.54). La puissance de l'électrolyseur qui conduit à un optimum économique est égale à 50 % de la taille du champ photovoltaïque, alors que l'optimum énergétique est de 65 %. L'optimum économique ne correspond pas tout à fait à l'optimum technique. L'électrolyseur ne transforme pas le maximum de l'énergie « électrolysable »

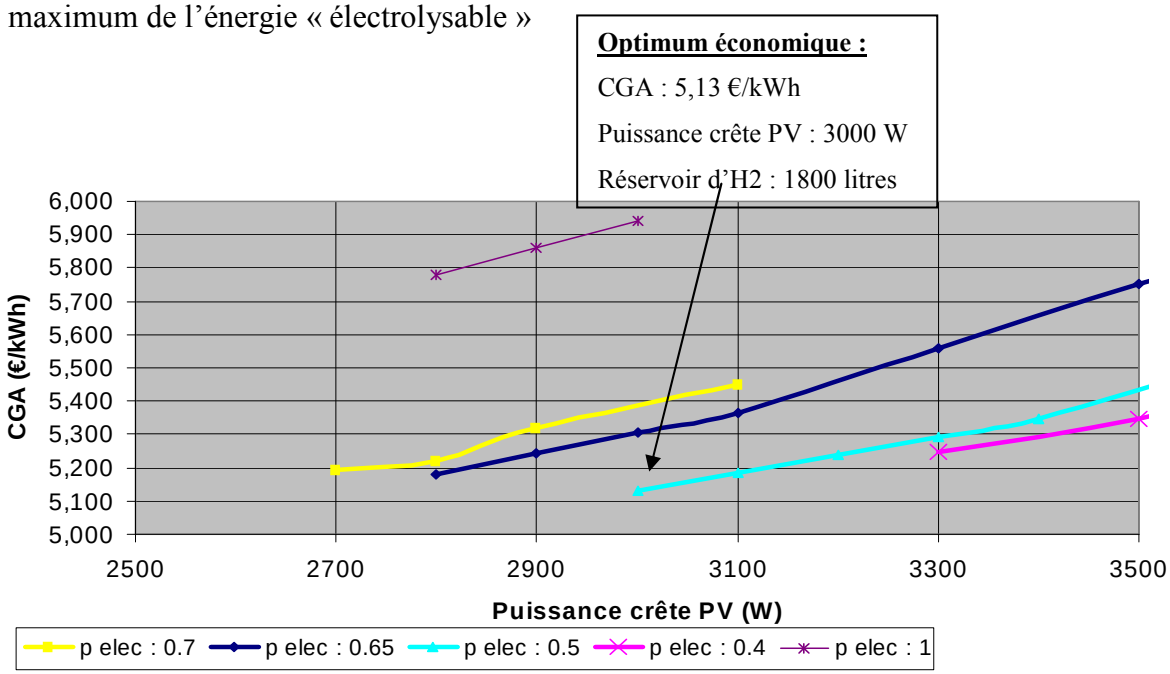


Figure 2.54 – Coût du système en fonction de la puissance PV et pour différentes valeurs d'électrolyseurs

Nous constatons sur le précédent graphe, que l'optimum économique du CGA (5,13 € / kWh) est obtenu pour une puissance crête de champ photovoltaïque de 3000 W, un réservoir d'hydrogène de 1800 litres et un électrolyseur choisi à 50 % de la puissance crête PV.

Le coût du champ photovoltaïque étant prépondérant par rapport à celui du volume de stockage, on cherchera donc à minimiser la puissance PV. De plus, il faudrait disposer des coûts d'électrolyseurs commercialisés afin de pouvoir faire un choix plus objectif sur sa puissance. Dans notre cas, un électrolyseur de 1890 W permettrait « d'économiser » 300 Wc de modules photovoltaïque par rapport à un électrolyseur de 1500 W, mais son coût plus élevé explique un CGA plus important.

Cette étude a été poursuive par une analyse comparative, dans les mêmes conditions (ensoleillement et charge) entre un système photovoltaïque / chaine hydrogène et un système photovoltaïque / batteries.

Le CGA est plus élevé pour un système avec pile à combustible (5 €/kWh) par rapport à un système avec batteries (2,2 €/kWh). Le matériel à investir est plus coûteux et plus nombreux (électrolyseur, réservoir d'hydrogène, etc…). De plus la durée de vie de la pile à combustible est encore réduite à 10000 heures, ce qui impose des frais d'entretien et de maintenance élevés (remplacement de la pile tous les 2 ans). Le taux de défaillance des deux systèmes, pour l'étude considérée est égal à zéro, donc le surcoût d'un système pile à combustible ne peut pas être expliqué par une disponibilité plus grande du système.

Enfin, nous avons réalisé un bilan énergétique du système avec les paramètres définis au cours de l'optimisation technique et économique effectuée précédemment. Les paramètres retenus sont les suivants :

- puissance crête du champ photovoltaïque : 3000 Wc,
- puissance maximale de l'électrolyseur : 50 % de la puissance crête,
- puissance nominale de la pile à combustible : 820 W
- volume du réservoir d'hydrogène : 1800 L,
- volume initial d'hydrogène : 1800 L,
- type de compression (modèle $PV^{\gamma} = cste$) : MULTI-ETAGE,
- pression finale du réservoir : 200 bars,

Le bilan énergétique global sur la période de simulation est représenté sur la Figure 2.55.

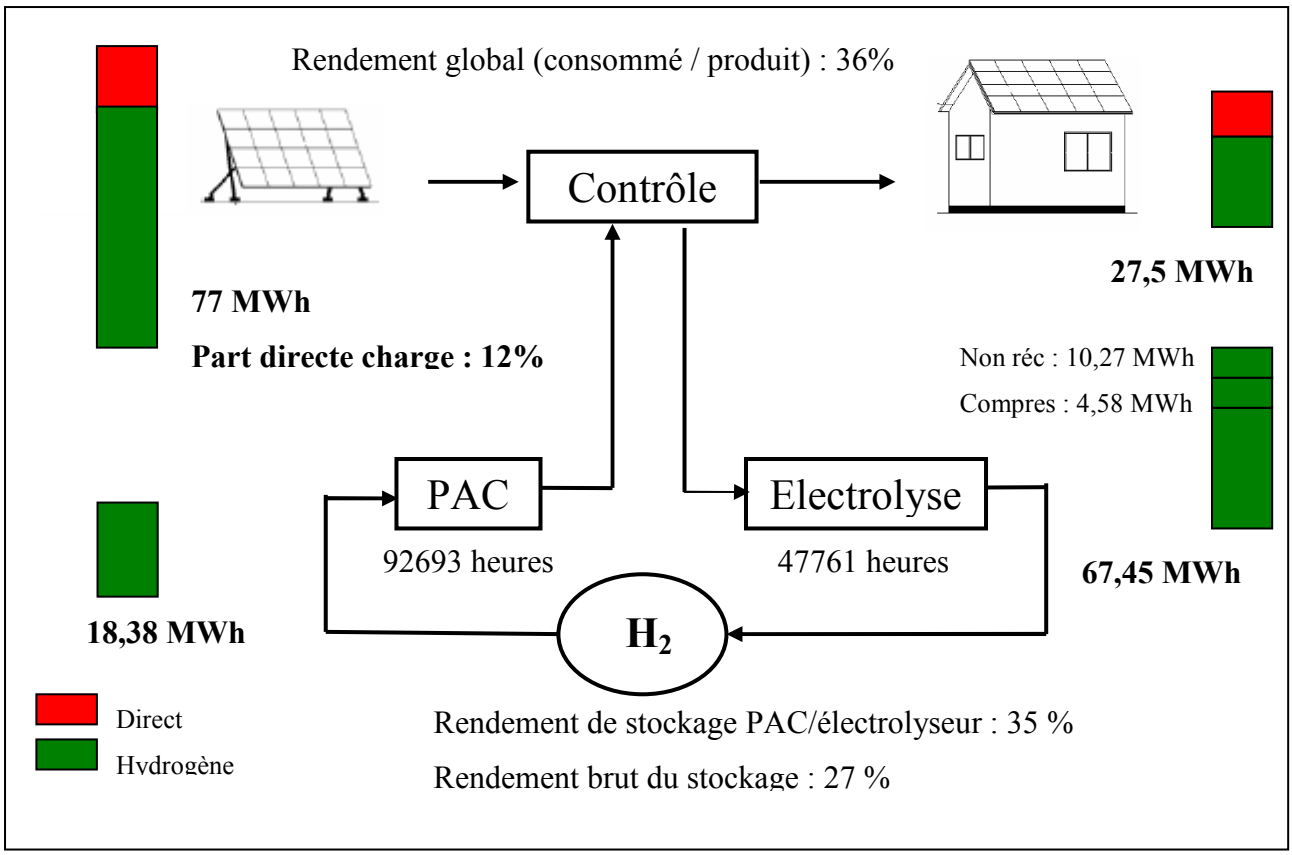


Figure 2.55 – Bilan énergétique du système sur la période de simulation

On constate sur ce schéma que l'énergie produite par le champ photovoltaïque est bien supérieure aux besoins. Seulement 12 % de cette énergie alimente directement moins de la moitié de la charge. Le reste sert à alimenter la boucle de stockage qui a un rendement de l'ordre de 35 %.

Le coût général annualisé du système est de plus du double celui d'une installation PV + batteries. Ceci est le signe d'une technologie encore nouvelle. Cette étude économique simplifiée n'a pas pour but de donner un coût précis et exact du coût, mais est utile pour donner des éléments indicatifs sur le dimensionnement des matériels. Nous pouvons ainsi constater que le coût du champ photovoltaïque est prépondérant devant le coût du stockage. Avec une énergie électrique coûteuse comme celle du photovoltaïque, l'électrolyse aujourd'hui est un moyen « luxueux » de stockage, mais « propre ».

A l'avenir, il serait intéressant de pouvoir comparer un tel système avec un système photovoltaïque + batteries + groupe et avec une installation photovoltaïque + pile à combustible + batteries. Le parc de batteries serait utilisé pendant les journées d'été et l'électrolyseur remplirait les réservoirs d'hydrogène. L'hiver, la pile à combustible viendrait faire l'appoint et pourrait ainsi fonctionner en cogénération. On diminuerait ainsi l'utilisation de la pile à combustible, et nous pourrions choisir des puissances plus petites d'électrolyseur et de pile à combustible.

Notre étude montre que le coût d'investissement d'un système photovoltaïque avec pile à combustible est élevé. Cependant, le coût du stockage du kWh après investissement est tout de même moins élevé que celui d'un système avec batteries. Nous pouvons imaginer qu'un tel système pourrait éventuellement être utilisé dans certaines régions où un système d'électrification photovoltaïque en site isolé nécessite un stockage important. Dans certaines zones de montagne par exemple, le nombre de jours d'autonomie est élevé, ce qui nécessite un parc batterie important.

Les facteurs bloquants de ce type de système sont les suivants :

- Pas de retour d'expérience (peu d'installation dans le monde)
- Durée de vie de la pile encore insuffisante. (10000 heures)
- Coût d'un électrolyseur élevé. (3000 €/kWh)
- Faible rendement de la boucle de stockage (35 %), (65 % pour un parc batterie)
- Complexité du système par rapport à une installation photovoltaïque + batteries

Les avantages d'un tel système sont :

- Possibilité de faire de la cogénération
- Densité de stockage en Wh/m^3 importante (si l'hydrogène est compressé)
- Coût du kWh (hors investissement) plus faible que celui d'un stockage par batterie (< 30 €/kWh dans notre cas)
- Possibilité de grande capacité de stockage.

Ce travail a été mené en partenariat avec HELION Fuel Cells et INES-CEA. Les premiers résultats obtenus nous ont conduits à déposer, avec ces partenaires, un projet, appelé PEPITE, dans le cadre de l'ANR programme PAN'H. Nous venons d'obtenir l'acceptation de ce projet, qui va nous permettre de valider nos calculs, et la stratégie de fonctionnement du système, en développant un champ expérimental sur Cadarache.

3 PERPECTIVES

Nos perspectives de recherches actuelles s'inscrivent principalement dans trois domaines et toujours en liaison étroite avec la problématique abordée dans ce mémoire.

Il s'agit tout d'abord de poursuivre nos travaux sur la ressource énergétique (rayonnement solaire et vent) afin de proposer un outil de connaissance et de prédiction dont l'échelle de temps reste à définir, afin de pouvoir optimiser la gestion du réseau électrique lorsque l'on introduit des fermes éoliennes ou des centrales photovoltaïques.

La seconde problématique abordée concerne l'insertion des systèmes photovoltaïques et des fermes éoliennes dans les réseaux électriques insulaires sur un programme de recherches communs à trois îles : La Réunion, les Antilles et la Corse. Une approche commune est envisagée.

Enfin, la dernière problématique concerne la Plateforme Solaire de Vignola, dont une partie est dédiée au projet MYRTE – couplage photovoltaïque et chaine hydrogène en vue d'une intégration sur le réseau électrique.

3.1 LA RESSOURCE ENERGETIQUE : Analyse et modélisation multi-échelle de séries de vitesses de vent et de rayonnement solaire et allocation de ressources

Le sujet proposé ici est, comme nous venons de le voir, l'étape préalable à toute étude d'intégration de systèmes énergétiques à sources renouvelables d'énergie, car il concerne l'analyse et l'étude du potentiel énergétique (c'est-à-dire la ressource). L'objectif final est, à partir de mesures in-situ dispersées sur un territoire, de développer des modèles statistiques pour les fluctuations temporelles de la ressource afin d'estimer le potentiel d'un site donné. Pour cela, nous avons à notre disposition les vitesses et directions de vent horaires sur 21 stations du territoire corse de 2002 à 2006.

Cette thématique concerne donc l'étude de séries temporelles de paramètres météorologiques (vitesse de vent – rayonnement solaire global) à partir de données expérimentales mesurées in-situ ou issues d'imagerie, dans l'optique d'une transformation énergétique par des systèmes énergétiques à sources renouvelables d'énergie (fermes éoliennes, centrale photovoltaïque) connectés au réseau électrique. Cette étude s'attachera à caractériser la ressource sur des sites individuels, et sur des ensembles de sites (optimisation Risque / Production)

En effet, afin de caractériser le potentiel d'une ferme éolienne et/ou d'un système photovoltaïque, il est important de disposer de modèles statistiques précis de l'intrant énergétique, à savoir l'évolution des vitesses de vent et/ou du rayonnement solaire global. Ces modèles devront aussi permettre de développer des méthodes de prévision de l'amplitude des fluctuations afin de faire de la commande et de la gestion des systèmes énergétiques. La prédiction de la production des centrales EnR intermittentes est essentielle à la gestion du réseau électrique insulaire dans le cas d'une introduction massive de ces sources d'énergie renouvelable.

Nous proposons une alternative fondée sur des modèles inspirés de l'étude de la turbulence pleinement développée. Ces modèles que l'on qualifie de "cascades aléatoires" sont justifiés par l'observation de lois d'échelles de type ``multi-scaling" sur des données de vent hautes fréquences. Ce paradigme de la cascade permet de reproduire le comportement statistique à toute échelle des vitesses de vent. Ce type de modèle permet de proposer un éclairage nouveau sur la calibration statistique des potentiels énergétiques de fermes éoliennes.

Dans la perspective d'une mise en place de fermes éoliennes et/ou de centrales photovoltaïques sur différents sites, il est nécessaire de faire une étude jointe des propriétés statistiques du vent sur ces sites. Nous envisageons alors de développer une approche d'optimisation des ressources inspirée de la théorie de portefeuille en finance, selon laquelle l'allocation doit maximiser le rendement en minimisant le risque. La difficulté du problème est, comme en finance, reliée à la nature non Gaussienne des fluctuations de puissance disponible. Cette étude pourra s'accompagner des méthodes de classification permettant de regrouper des sites ayant des propriétés statistiques et des comportements de vitesse de vent identiques. L'objectif final étant d'observer si on peut 'lisser' la production globale d'énergie éolienne et solaire sur la région.

Dans le même temps, nous avons l'ambition de travailler sur des modèles physiques afin de comprendre l'origine de certaines propriétés statistiques universelles observées sur les séries de vitesse de vent, telles que les temps caractéristiques ou les exposants d'échelles observés.

En ce qui concerne le rayonnement solaire, il est envisagé d'installer des capteurs (du type cellules photovoltaïques) dans les zones de vie de la Corse afin d'estimer au mieux le potentiel solaire et sa répartition géographique. Cette analyse pourra être couplée aux études basées sur les analyses d'image satellitaire présentées dans ce rapport.

Nous envisageons également une approche différente à la prévision de la ressource, notamment par les réseaux de neurones. Ce travail s'effectuera en partenariat, entre autre, avec l'équipe du Laboratoire du Bâtiment et de la Physique des Systèmes de l'Université de la Réunion.

3.2 ANALYSE DE L'INTEGRATION DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

Nous avons vu que dans un système de production à base d'énergie renouvelable intermittente, le niveau de puissance généré est variable, et les oscillations de puissance qui en résultent ont un réel impact sur le réseau et sur les charges qu'il alimente – alors même que la tension et la fréquence du réseau doivent satisfaire à des normes qui garantissent que les charges alimentées ne soient pas endommagées. En sens inverse, un réseau faible peut connaître lui aussi des variations induites par le comportement de ses charges et des autres sources, et ces variations (creux de tension par exemple) peuvent limiter la possibilité d'injection d'énergie dans le réseau des systèmes de production EnR qui y sont connectés, par le biais des protections de découplage. Une mauvaise conception ou un mauvais ajustement des paramètres de découplage peuvent considérablement limiter la quantité d'énergie livrée au réseau par les unités de production. Il est donc important d'étudier le comportement d'un réseau de petite dimension soumis aux fluctuations de puissance induites par la production « solaire » ainsi que la stabilité du système en cas d'incidents réseau, et plus particulièrement pour une production décentralisée d'énergie

Il s'agit donc de résoudre une par une les problématiques susceptibles de limiter la diffusion du photovoltaïque dans les réseaux électriques insulaires. Pour cela, nous allons développer un programme de recherches axés sur 3 tâches.

- *Tâche 1 : Caractérisation de la centrale EnR Intermittente intégrée et de l'environnement* (systèmes électrique, ressource solaire et autres paramètres météorologiques)

Comme nous l'avons vu lors de l'analyse du système photovoltaïque que nous avons implanté sur notre site, le monitoring d'installations doit permettre la mise en place des bases de données des performances des centrales EnR connectées au réseau, mesurées dans des conditions in situ et en fonctionnement réel. Ces bases de données serviront de base de connaissances pour évaluer des indices de performance système, des indicateurs de fiabilité ou de dysfonctionnement et pour étudier les interactions réseau/onduleur. C'est à partir de ces bases de données que la tâche 3 pourra définir des modèles pour le dimensionnement des centrales intermittentes et la prédiction du productible.

Des analyseurs de réseaux seront installés, permettant de caractériser le réseau. Des bases de données dédiées disposant d'un format commun permettront l'échange facilité des données dans des perspectives de traitements statistiques et de simulations.

- *Tâche 2 : Modélisation de la centrale photovoltaïque insulaire et de son interaction avec le réseau électrique*

L'intégration de centrales EnR intermittentes en grand nombre n'est envisageable que si leur fonctionnement n'entre pas en conflit avec les contraintes ou la capacité d'accueil du système électrique insulaire auquel elles appartiennent. Il est donc important de comprendre précisément les caractéristiques de l'interaction entre les centrales EnR et le système électrique (intégralité des moyens de production insulaires et réseaux) dans lequel les centrales vont s'insérer. De même que le monitoring système, l'évaluation de l'interaction centrale EnR - systèmes électriques insulaires doit permettre la mise en place d'une base de connaissances essentielle à la réalisation de la tâche 3. La connaissance détaillée de ces interactions est indispensable pour évaluer avec une précision améliorée les facteurs limitant la capacité d'accueil des EnR intermittentes dans les systèmes énergétiques et la détermination des puissances maximales de sources EnR intermittentes que pourra gérer un système électrique insulaire sans mettre en péril la qualité de la fourniture électrique à l'ensemble des consommateurs d'électricité.

L'objectif est de montrer jusqu'à quel niveau l'insertion massive de production décentralisée peut avoir un impact sur ces différents points du réseau. Une analyse multicritère des impacts pourra être développée et nous proposerons des solutions fonctionnelles et technologiques.

- *Tâche 3 : Définition d'un outil de dimensionnement de la centrale photovoltaïque insulaire et prédiction sur court terme de la puissance électrique d'origine photovoltaïque*

Il s'agit de déterminer une méthode pour savoir où et en quelle quantité maximum on pourra prévoir du photovoltaïque, de façon à optimiser le ratio nuisances/rentabilité de la centrale photovoltaïque. La méthode devra tenir compte d'une extension à l'éolien.

La démarche envisagée pour la suite du travail est de déterminer les capacités du territoire à recevoir du photovoltaïque (en plein champ, sur bâti), puis, en fonction d'une part de la connaissance de la ressource énergétique et de la qualité du réseau dans les diverses zones du territoires et d'autre part de la connaissance de la puissance des systèmes dans ces conditions d'éclairement et de qualité de réseau, de déterminer l'historique de la courbe de production électrique au cours du temps. Si les résultats obtenus sont probants, on s'efforcera, en superposant

les courbes de charge fournies par EDF/SEI et la courbe de production électrique des diverses unités de production, d'optimiser la répartition de la centrale photovoltaïque sur le territoire.

Des communications ont déjà été réalisées dans ce domaine en ce qui concerne le couplage hydraulique et éolien (double retenue et pompage) [6.7.2.12] sur l'influence de la production décentralisée sur un réseau MT [6.7.2.13], avec nos partenaires de l'Université technique de Sofia en Bulgarie.

Ce travail initié dans le courant de l'année 2007 lors d'un dépôt à l'ANR – Photovoltaïque a été élaboré avec différents partenaires, comme le LBPS de l'Université de la Réunion, INES, l'ENSAM Metz, TENESOL Océan Indien, APEX BP Solar Martinique, le Groupe Dijoux et le Syndicat d'électrification de la Martinique.

3.3 LA PLATEFORME SOLAIRE DE VIGNOLA.

Enfin, nous sommes également co-porteur avec Christian CRISTOFARI, de la Plateforme Solaire de Vignola dans laquelle nous avons initié le projet MYRTE (Mission Hydrogène-Renouvelable pour l'Intégration au Réseau Electrique), projet de couplage photovoltaïque – électrolyseur – pile à combustible.

Ce projet a été labellisé par Capenergies et il est un projet structurant de ce pôle. Il allie partenariat public-privé, recherches et formations professionnelles. Cet outil de R&D contribuera également à renforcer les formations INGECO et SEER de l'Université de Corse par la mise en place de toutes les applications prévues. Ce projet de 32 M€ a été inscrit dans le contrat de projet Etat-Région 2007–2013 pour un montant de 14 M€. Nous sommes le coordinateur scientifique et technique du projet. Les partenaires sont le groupe RAFFALLI (groupe de BTP Corse), la société HELION Fuel Cellas Maker (filiale du groupe AREVA, spécialisée dans les électrolyseurs et les piles à combustible), le CEA et l'INES.

Cette plateforme est constituée de plusieurs plateaux :

1. une centrale solaire photovoltaïque de 3,5 MW
2. le plateau de R&D MYRTE dédié au couplage Photovoltaïque – hydrogène
3. le plateau solaire technique dédié à l'étude du solaire photovoltaïque, solaire thermique, stockage de l'énergie et MDE
4. une agence régionale de l'Energie
5. un plateau formation professionnelle

L'objectif de MYRTE est de réaliser en Corse un système hybride énergies renouvelables-hydrogène, permettant aux différents partenaires de bénéficer du retour d'expérience sur les possibilités offertes par ce type de système, ainsi qu'un retour d'expérience sur le comportement de ses systèmes pile à combustible au sein d'un système hybride hydrogène. Le couplage de panneaux photovoltaïques avec l'hydrogène a pour but d'aborder l'aspect « Gestion et stabilisation de réseau ».

Les réseaux électriques présentant un fort taux de pénétration des énergies renouvelables ont en contrepartie besoin d'un dispositif permettant de gérer l'intermittence de celles-ci. C'est le cas des bouts de réseau, où une gestion intelligente de l'énergie produite et consommée doit être faite. C'est aussi, à moyen terme, le cas des réseaux insulaires où les énergies renouvelables sont une source de sécurisation de l'approvisionnement énergétique, et sont donc perçues comme le moyen d'électrification le plus souhaitable. L'hydrogène, produit et stocké, permet de gérer la capacité de fourniture du réseau. Aujourd'hui, lorsque des puissances importantes (supérieures au MW) d'origine renouvelable sont en jeu, le problème du stockage ne se pose pas. La capacité du réseau et la diversité des sources qui l'alimentent compensent le manque de stabilité des énergies renouvelables. Aussi, pour l'industrie électrique, le problème du stockage de cette électricité d'origine renouvelable n'est pas inquiétant, tant que les sources d'alimentation sont diverses et qu'une part importante d'entre elles est gérable. A terme, cependant, un taux de pénétration plus important des énergies renouvelables, tel celui que l'on attend d'un bouquet énergétique durable, peut se révéler problématique étant donné l'incapacité qu'aura le gestionnaire du réseau à prévoir et agir sur la production d'origine renouvelable. Le stockage de cette énergie devient alors un enjeu économique. Les premiers réseaux concernés par la gestion d'un fort taux de pénétration des énergies renouvelables pourraient être les réseaux insulaires.

Le projet de système hybride hydrogène sur le site de Vignola (MYRTE), dans les grandes lignes, comprend :

- un système de production photovoltaïque de l'ordre de 600 kWc,
- un électrolyseur d'une dizaine de kW (Hélion)
- un système de stockage de gaz assurant l'autonomie du système selon un profil de charge prédéfini
- une pile à combustible de 200 kW (Hélion)
- un système de raccord au réseau
- un système de contrôle commande de l'ensemble (Hélion + partenaires)

Il a pour objectif de contribuer à renforcer le réseau électrique lors des pointes appelées.

Nous développons avec Hélion et l'INES un outil de dimensionnement technico-économique des systèmes hybrides énergies renouvelables – hydrogène. L'objectif de cet outil est d'identifier facilement les configurations optimales en termes de coûts dans lesquelles de tels systèmes pourront être implantés, dès aujourd'hui où à plus long terme ; le système dimensionné devant alors offrir une alternative économiquement et techniquement viable à un raccord au réseau ou à un accroissement de la capacité énergétique fossile.

Une fois cet outil mis en place, il sera nécessaire de démontrer « physiquement » les possibilités offertes par les systèmes hybrides-hydrogène. Cela passe par une démonstration de la fiabilité des composants dans des conditions réelles, mais aussi par l'affinement des stratégies de contrôle commande et par l'acquisition d'un retour d'expérience par les partenaires. La combinaison de l'outil de dimensionnement et d'un site d'expérimentation permettra de créer une référence d'envergure mondiale et est propice à la cristallisation autour du site de compétences en la matière. Une première étape vient d'être validée par l'ANR à travers le programme PAN'H, puisque que le projet PEPITE vient d'être obtenu. Le système est représenté par sur la Figure 2.56.

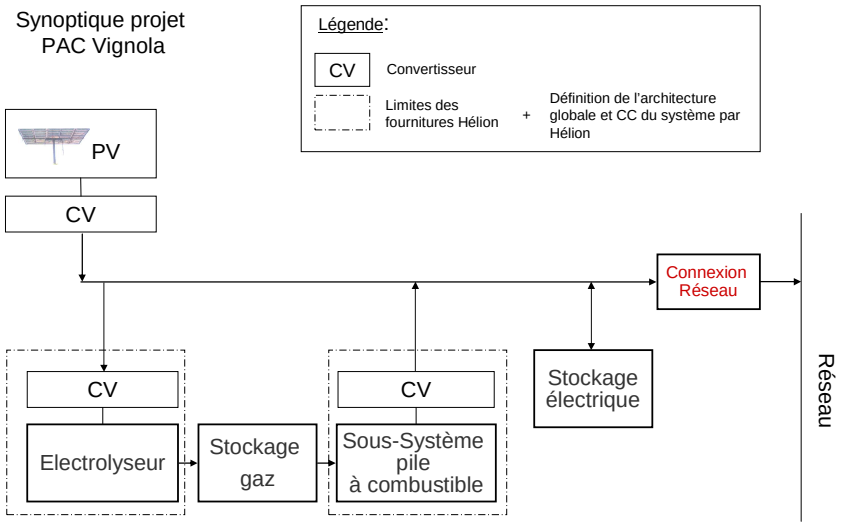


Figure 2.56 - synoptique du système

Ce système est également conçu pour limiter les émissions de flux vers le milieu extérieur :

1. récupération de la chaleur de la pile et de l'électrolyseur – stockage par changement de phase envisagée et distribution aux lieux de vie

2. récupération de l'eau produite par la pile (circuit fermé)

Les systèmes hybrides énergies renouvelables – hydrogène ont fait l'objet de plusieurs développements dans le monde depuis 1986. La solution du stockage long terme de l'énergie grâce au vecteur hydrogène connaît cependant un intérêt toujours croissant. Plusieurs publications

scientifiques autour de ce thème ont déjà vu le jour et leur rythme s'est intensifié depuis quelques années. Plusieurs voies ont été explorées dans ces recherches qui ont conduit à différentes définitions de systèmes :

- la diversité des sources d'énergie primaire (PV, éolien),

- les dimensionnements du système (rapport des puissances des différents composants, taille de stockage …),

- les technologies utilisées (pile à combustible alcalines ou PEM, électrolyseurs alcalins, compression,…),

- les applications.

A partir de ce constat, les enjeux scientifiques principaux du projet Pépite et de Myrte sont 1) de constituer des références pour optimiser la réalisation ultérieure de systèmes 2) de réussir une expérimentation terrain significative, afin de démontrer la faisabilité d'une filière d'électrification EnR – H_2. Les travaux réalisés dans le monde sont rassemblés dans le tableau ci-dessous qui liste les différents projets de couplage EnR-H_2 installés à travers le monde de 1986 à nos jours :

Année	Pays	Nom du Projet	P_{PV} (kW_c)	P_{EL} (kW_e)	P_{PAC} (kW_e)	Stockage	Architech. Elec.
1986	Allemagne	Solar Wasserstoff Bayern	370	300 alcalin	80 PAFC + 10 PEM	5 000m^3 H_2 + 500 m^3 0_2 30 bar	Bus DC 300-453V
1986	Allemagne	HYSOLAR	10	10 alc.			
1989	Finlande	NEMO	1,3	0,8 alc. (30 bar)	0,5 PAFC	8 m^3–25 bar	Bus DC 30V
1990	Allemagne	Oldenburg	6,2	0,8 alc.	0,6 alc.	0,25 m^3 H2 – 120 bar	Bus DC 190-250V
1990	Espagne	INTA	7	5,2 alc.	10 PA et 7,5 PEM	24 m^3 MH 200 bar	Couplage direct PV-EL
1991	USA	SSHP	9,2	5,76 alc. (7,9 bar)	1,5 PEM	5,7 m^3 – 7,9 bar	Bus DC 20-30V
1991	Suisse	ATEL	90	90	6 PEM		
1992	USA	PECS	150	95,2 PEM (7 bar)		9 m^3 MH 7 bar	Couplage direct PV-EL
1992	Allemagne	FhG-ISE	4,2	2 PEM	0,5 PEM	15 m^3 H2 7,5 m^3 O2 30 bar	Bus DC 48V
1993	Allemagne	PHOEBUS	30	26 alc. (7 bar)	5,6 PEM	25 m^3 H2 (120 bar) 20 m^3 O2 (70 bar)	Bus DC 220V
1994	Italie	SAPHYS	5,6	5 alc. (20 bar)	3 PEM	15 m^3 20 bar	Bus DC 36V
2000	Québec	HRI	1	5 alc. (7 bar)	5 PEM	3,8 m^3 10 bar	Bus DC 48V
2002	Norvège	IFE	2	1,7 PEM	0,5 PEM	14 Nm^3 MH	Bus DC
2004	Norvège	UTSIRA	1200 (2 éoliennes)	10 Nm^3/h (15 bar)	10 PEM	2400 Nm^3 (200 bar)	
2006	France	Eolhy			2,5 kW PEM		

Tableau 2.16 – Projets de systèmes autonomes de production d'énergie couplant générateurs renouvelables et stockage d'hydrogène

A l'exception du projet Solar Wasserstoff Bayern, peu de projets ont mis en place des systèmes pile à combustible de puissance importante. En installant une pile à combustible de 200 kW

MYRTE mettra en place une expérimentation EnR – H2 de référence à l'échelle européenne et mondiale. En outre le choix d'un électrolyseur PEM distingue MYRTE de la plupart des projets déjà réalisés.

Le profil de consommation (profil de charge = fourniture électrique au réseau électrique) a été déterminé au cours de la phase d'étude. L'objectif est de définir un profil permettant de faire fonctionner les différents éléments du système avec un comportement représentatif des comportements en stabilisation de réseau, plus particulièrement afin de contribuer à écrêter la pointe appelée. L'objectif de la plateforme est, entre autre, de permettre une injection contrôlée d'énergie électrique dans le réseau électrique. La principale mission fixée dans un premier temps est de venir en appui au réseau électrique, essentiellement sur une de ces mailles, afin d'écrêter tout ou partie de la pointe. A partir des courbes de charge horaire pour la pointe en hiver, en été et en automne-printemps pour l'année 2005 (fournies par EDF GDF Corse) nous avons estimé un profil de « consommation » saisonnier. La base du dimensionnement est donc la période hivernale, période ou la pointe est la plus marquée, surtout en soirée, et également observable en milieu de journée. Sur la Figure 2.57, nous présentons, la courbe représentant la journée ayant eu la consommation de pointe en 2005. Nous y avons également porté la partie que devrait alimenter le système de production d'énergie dont l'objectif est d'écrêter cette courbe, les deux zones ayant pour base le trait plein rouge.

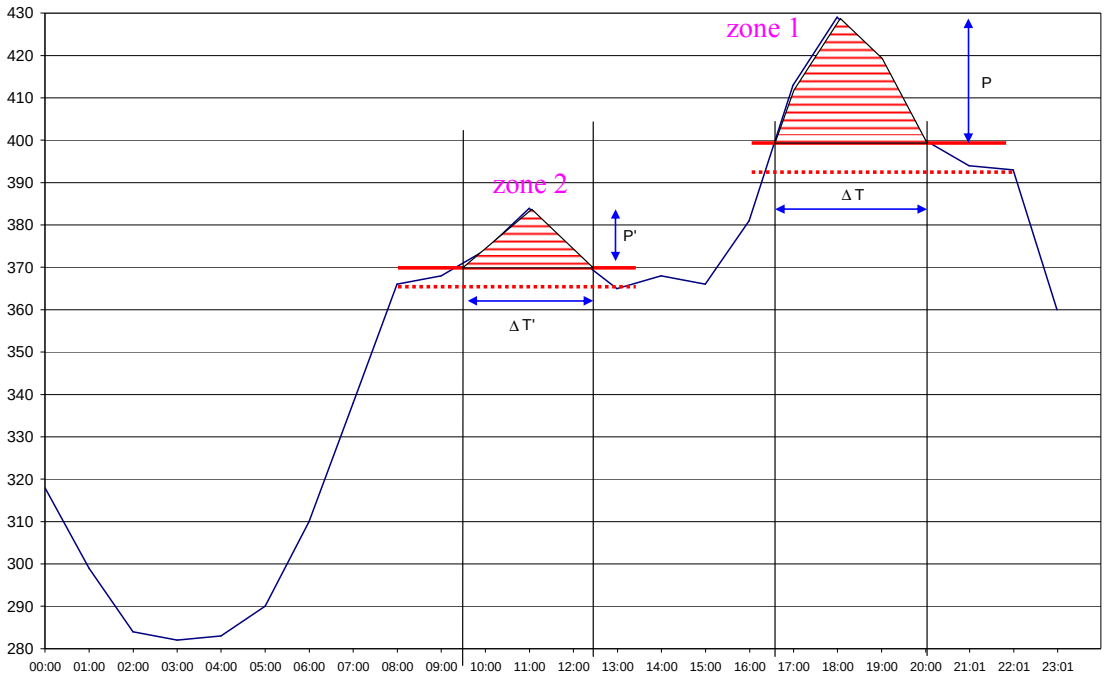


Figure 2.57 - Courbe de charge Hiver 2005 et pointe à assurer par Myrte

Le système énergétique devra donc être dimensionné et devra répondre à ces profils de charge. Il faudra valider en premier lieu le nombre de jours d'autonomie souhaités. C'est l'élément dimensionnant du système.

Toute la première phase du travail va donc consister à dimensionner le système : de manière énergétique, comme présenté dans ce mémoire (dans le cadre des systèmes multi-sources), mais également de valider ce dimensionnement d'un point de vue électrique.

L'objectif final est de disposer d'un instrument de R&D ayant fait ces preuves en terme de viabilité technique et économique par le lever des différents verrous technologiques, aussi bien sur chacune des briques du système que pour son architecture globale.

CONCLUSION GENERALE

Le développement de l'utilisation des sources renouvelables est aujourd'hui inéluctable. L'introduction de production décentralisée (éolien et photovoltaïque) va nécessiter de développer des réseaux électriques « intelligents » et des modes de gestion adaptés (prévision de la ressource, stockage de l'énergie électrique, …).

Nos activités de recherches se sont donc essentiellement concentrées sur l'intégration de systèmes photovoltaïques et de fermes éoliennes dans les réseaux électriques insulaires et plus particulièrement celui de la Corse. Nous avons couvert toute la chaine énergétique, de l'étude et l'analyse de la ressource (solaire et éolienne) à la problématique de l'interaction systèmes de production / réseau électrique.

Nous avons montré que l'étude d'un système utilisant une source renouvelable d'énergie passe obligatoirement par une connaissance aussi fine que possible des fluctuations de la source et de la charge qui lui est raccordée.

La problématique de cet aspect non controlable de la source a été clairment démontrée. Elle impose une limite d'intégration sur le réseau électrique. Cependant, l'électrification décentralisée peut apporter à ceux qui en bénéficient un confort à travers le relevé des chutes de tension. Il convient donc de rechercher comment apporter ce plus bénéfique de manière la plus économique, la plus simple et sans contraintes importantes.

Suite aux diverses conclusions émanants de nos travaux de recherches, l'expertise que nous avons pu mener, nous ont a conduit à mettre en place des projets de recherches ambitieux. Ces perspectives de recherches s'inscrivent principalement dans trois domaines : la mise en place d'outils de prédiction de la ressource, l'analyse de l'intégration optimale sur un réseau électrique, et le développement de la filière hydrogène comme vecteur énergétique et de stockage afin de favoriser l'introduction massive des énergies renouvelables dans les réseaux électriques insulaires. Ces travaux s'effectuent d'ores et déjà dans le cadre du pole de compétitivité CapEnergies (projets labelisés, et projet structruant du pole pour le dernier) et en partenariat avec des universités françaises (Université de la Réunion, Université Antilles-Guyane, …) et étrangères (Université de Sofia, …), des organismes de recherches (le CEA, INES) et des industriels (Groupe RAFFALLI, HELION Fuel Cells maker).

REFERENCES

Aguiar , M. Collares-Pereira, Conde J.P., (1988), Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices. *Solar Energy*, **40**, 269-279.

Aguiar B.V.S.P., Valerio L.F.A., Castro R.M.G., (2001), Evaluation of wind generators capacity credit using a reliability model, *European Wind Energy Conf*, 1162-1165

Aguiar R. et Collares Pereira M., (1992), TAG : a time dependent, autoregressive, gaussian model for generating synthetic hourly radiation. *Solar Energy*, **49-3**, 167-174.

Ambrosone G., Catalanotti S., Coscia U., Troise G., Cocurullo G., (1985), Comparison between power and energy methods of analyses of photovoltaic plants. *Solar Energy*, **34**, 1-8.

Astier R. et Duhamel C., (1983), Modèles de prévision et de simulation de lirradiation solaire au pas de temps de l'heure, *Revue de Physique Appliquée*, **Vol 18**, 29-38.

Balouktsis A., Tsanakas D., Vachtsevanos G., (1986), Stochastic simulation of hourly and daily average wind speed sequences. *Wind Engineering*, **10-1**, 1-11.

Barlier Y. (2000), The situation of electricity generation in Corsica. *Colloque* "*Dissemination of the advanced control technologies and SCADA systems for the isolated power networks with increased use of renewable energies*" Ajaccio, 27-35.

Ben Djemaa A. et Delorme C., (1992a), A comparison between one year of daily global irradiation from grounded-based measurements versus Meteosat images from seven locations in Tunisia. *Solar Energy*, **48-5**, 325-333.

Ben Djemma A. et Delorme C., (1992b), Détermination quotidienne, en tout point d'une région, de l'évolution de l'éclairement solaire utilisable à partir d'images de Météosat. *Journal de Physique III*, **2**, 847-858.

Benzecri J.P. et Benzecri F. (1980), Pratique de l'analyse des données: analyse des correspondances. Dunod Editeur.

Beyer H.G.,. Bolhen M, Schumacher J., (1995), GENG. A solar modelisation data generation for the simulation system INSES, *13th European Photovoltaic Solar Energy Conf.*, 982-985.

Blanchard M. et Desrochers G., (1984), Generation of autocorrelated wind speeds for energy conversion system studies, *Solar Energy*, **Vol 33** (6), 571-579.

Boch G., Boileau E., Benard C., (1981), Modélisation de l'irradiation solaire au pas de temps de l'heure, *Revue Phys. Appl*., Vol **16**, 55-63.

Brett A.C. et Tuller S.E. (1991), The autocorrelation of hourly wind speed observations, *Journal Appl Meteorol*, Vol **30**, 823-833.

Brown B.G., Katz R.W., Murphy A.A., (1984), Time series models to simulate and forecast wind speed and wind power, *Journal Clim. Appl. Meteorol*., Vol 23, 1184-1195.

Carlson R.F., McCormick A.J.A., Watts D.G., (1970), Application of linear random models to four annual streamflow series, *Water Ressour. Res.,* Vol **6**, 1070-1078.

Chaabane M., Djemma A.B., Kossentini A., (1996), Daily and hourly global irradiation in Tunisia extracted from Meteosat WEFAX images. *Solar Energy*, **57-6**, 449-457.

Chabot B., (1996), L'électrification rurale décentralisée : état de l'art et perspectives techniques et économiques. *La revue de l'énergie*, **475**, 82-92.

Chowdhury B.H., (1990), Short term prediction of solar irradiance using time series analysis, *Energy Sources*, Vol **12**, 199-219.

Collares Pereira M. et Rabl A., (1979), The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolations values. *Solar Energy*, **22**, 155-164.

Craig L., Liebmann C., (1992), Wind farm balance of plant costs. *Rapport ETSU 6027*.

Curien N., (1990), *Calcul économique*. Encyclopédie économique, chapitre XII, Edition X. Greffe, J.Mairesse et J.L. Reiffers, ISBN : 2-7178-1968-1.

Daniel A.R. et Chen A.A., (1991), Stochastic simulation and forecasting of hourly average wind speed sequences in Jamaïca, *Solar Energy*, Vol **46**(1), 1-11.

Davis J.M. et Rappoport P.N., (1974), The use of time series analysis techniques in forecasting meteorological drought, *Mon. Wea. Rev.,* Vol **102**, 176-180.

Delleur J.M. et Kavvas M.L., (1978), Stochastic models for monthly rainall forecasting and synthetic generation, *J. Appl. Meteor*., Vol **17**, 1528-1536.

Delorme C., Gallo A., Olivieri J., (1992), Quick use of WEFAX images from Meteosat to determine daily solar radiation in France. *Solar Energy*, **49-3**, 191-197.

Deshmukh R.G., Ramakumar R., (1979), Reliability of Wind Assisted Utility Systems, *Proc. Control of Power Systems Conf.*, IEEE Catalog, N°79, CH1377-1, REG5, 143-148

Deshmukh R.G., Ramakumar R., (1982), Reliability Analysis of Combined Wind-Electric and Conventional Generation Systems, *Solar Energy***, 28** (4), 345-352

Dubey S.D., (1967), Normal and Weibull distributions, *Naval Res. Logistics Quart*., Vol **14**, 69-79.

EDF Service Corse, (2002), L'éolien au service du développement durable en Corse. *Fiche d'informations remise lors de la Conférence l'éolien dans les iles*, Ajaccio.

Egido M., Lorenzo E., (1992), The sizing of stand alone PV-Systems : a review and a proposed new method. *Solar Energy Materials and Solar Cells,* **26**, 51-69.

Elalaoui Faris M.E., (1990), Contribution au dimensionnement des systèmes photovoltaïques : l'analyse et la prédiction de leur performance. Thèse de doctorat, Université de Nice.

Equer B., Percebois J., (1993), Les contraintes macroéconomiques du photovoltaïque. *Energie Solaire Photovoltaïque, Volume II : Aspects Socio-Economiques.* Edition Ellipse, ISBN : 2-7298-9390-3.

EUREC Agency (1998), Material, Photovoltaics, Harvesting the sun in the Urban Landscape, *Tutorial Course*.

Eurostat données, (2005).

Festa R. et Ratto C.F., (1993), Proposal of a numerical procedure to select reference years, *Solar Energy*, Vol **50**(1), 9-17.

Festa R., Ratto C.F., DeGol D., (1988), A procedure to obtain daily values of meteorological parameters from monthly averages, *Solar Energy*, Vol **40** (4), 309-313.

Frankl P., Gamberale M., Battisti R., (2000), Life-cylce assessment of a PV cogenerative system, comparison with a sloar thermal collector and a PV system, *Proceedings 16th EC Photovoltaic Solar Energy Conf.*,1910-1914

Frisch U., (1995), Turbulence, Cambridge University Press, Cambridge.

Galloy E., Le Breton A., Martin S., (1981), A model of weather cycles based on daily rainfall occurrence. Actes de "the rhythms in Biology and other Fields of Applications, *Note de lecture en Biomathématiques,* **49**, 303-310.

Gardner P., (1994), Wind farm power quality. *Rapport ETSU W/33/00254/REP*.

Garver L.L., (1966), Effective Load Carrying Capability of Generating Units, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 910-915

Glover J. et McCulloch J.S.G., (1958), The empirical relation between solar radiation and hours of sunshine. *Q.J.R. Meteorol. Soc.*, **84**, 172-175.

Gluck H., (1998), Wind turbine market. Winkra-Recom, Hannover

Gordon J.M. et Hochman M., (1984), On the random nature of solar radiation. *Solar Energy*, **32-3**, 337-342.

Goussebaille J., Bejon M.J., Bois P., Vauchaud G., (1979), Critique et analyse de données journalières d'insolation et de rayonnement. *Analyse statistique des processus météorologiques appliqués à l'énergie*. Edition du CNRS, 77-103.

Graham V.A., Hollands K.G.T., Unny T.E., (1987), Stochastic variation of hourly solar radiation over the day. Actes du ISES Solar World Congress, 3796-3800.

Groumpos P., Papageorgiou G.,(1987), An Optimal Sizing Method for Stand-Alone Photovoltaic Power System. *Solar Energy*, **38-5**, 341-351

Haeberlin H. et Beutler Ch., (1995), Normalised Representation of Energy and Power for Analsysis of Performance and On-line Error Detection in PV Systems, *13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Nice, Octobre 23-27.

Hay J.E. (1979), Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. *Solar Energy*, **23**, 301-307.

Hay J.E. et Davies J.A., (1980), Calculation of the solar radiation incident on an inclined surfaces. Actes du First Canadian Solar Radiation Data Workshop, 59-72.

Hay J.E., (1984), An assessment of the mesoscale variability of solar radiation at the Earth's surface. *Solar Energy*, **32-1**, 425-434.

Hentschel H.G.E. et Porcaccia I., (1984), Relative diffusion in turbulent media: the fractal dimension of clouds. *The American Physical Society*, 29(3), 1461-1470.

Hoff T., Shugar D.S., (1995), The value of grid-support photovoltaics in reducing distribution system losses, *IEEE Transactions on Energy Conversion*

Hollands K.G.T. et Huget R.G., (1983), A probabilistic density function for the clearnesse index with application. *Solar Energy*, **30**, 195-209.

Hossain J., (1991), High Penetrations of Renewables in the Power Grid of Tamil Nadu, *Wind Engineering*, **15**(6), 318-328

Imamura E.I., Uchiyama Y., (1997), Impacts of highly penetration of PV system for electricity supply configuration, *14th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 912-914

Imamura M.S., (1994), Grid-connected PV plants: field experience in Germany and a pursuit of higher solar energy collection efficiency, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **35**, 359-374.

INESTENE, (1996), Potentiels de maîtrise de la demande d'électricité en Corse à l'horizon 2015, *Rapport de Collectivité Territoriale de Corse*

Iqbal M., (1983), *An introduction to solar radiation*. Academic Press, Canada, ISBN:0-12-373752-4.

Istria P., (2000), L'éolien en Corse, le role de l'ADEME : connaissance du gisement. *Actes du colloque Dissemination of the advanced control technologies and SCADA systems for the isolated power networks with increased use of renewable energies*, Ajaccio, 21-23.

Journal Officiel, (2001), Arrété du 8 Juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations utilsant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2°) du décrêt n°2000-1196 du 6 Décembre 2000. *Journal Officiel de la République Francaise*, 22 Juin 2001, 9932-9938.

Kamal L. et Jafri Y.Z., (1997), Time series model to simulate and forecast hourly averaged wind speed in Quetta, Pakistan, *Solar Energy*, Vol **61**(1), 23-32.

Kaminsky F.C., Kirchhoff R.H., Syu C.Y., (1990a), A stastistical technique for generating missing data from wind speed time series, *Proc. of Conf. of the AWEA*, 211-216.

Kaminsky F.C., Kirchhoff R.H., Syu C.Y., Manwell J.F., (1990b), A comparison of alternative approaches for the synthetic generation of a wind speed time series. *Wind Engineering*, 9ème symposium, 1-8.

Kaye R.J., O'Brien R., Ghiotto N., MacKee P., (1997), Site selection and assessment of rooftop photovoltaic installations, *14th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1979-1982

Khallat M.A. et Rahman S., (1986), A probabilistic approach to photovoltaic generator performance prediction. *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Transaction of Energy Conversion*, **3**, 33-40.

Kirchhoff R.H., Kaminsky F C., Syu C.Y., (1989), Synthesis of wind speed using a Markov Process, *Proc. of the 8 ASME Wind Energy Symposium*, Houston, Texas, 17-22.

Kirchhoff R.H., Kaminsky F.C., Syu C.Y., (1988), A Markov chain analysis of wind speed at Windsor, Massachusetts. *Wind Engineering*, **5**, 9-16.

Klein S.A., (1977), Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, **23**, 526-541.

Laali A.R., Louche A., Meyer J.L., (1996), Influence of wind farm capacity, turbine size and wind, *European Wind Energy Conference and Exhibition*, 1535-1537.

Lameiro G.F.et Duff W.S., (1970), A markov model of solar energy space and hot water heating system. *Solar Energy*, **22**, 211-219.

Leteurtrois J.P., (2005), Rapport sur la Crise Energétique en Corse. *Conseil Général des Mines, N°CGM 05-02*

Liu B.Y.H. et. Jordan R.C., (1960), The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar insolation. *Solar Energy*, **4**, 1-19.

Louche A., Maurel M., Simmonot G., Peri G., Iqbal M., (1987), Determination of Angstrom's turbidity coefficient from solar direct total solar irradiance measurements. *Solar Energy*, **38**(2), 89-96.

Lovejoy S. et Schertzer D., (1986), Scale invariance, symmetries, fractals and stochastic simulations of atmospheric phenomena. *Bulletin American Meteorological Society,* **67**(1), 21-31.

Luther G., (1992), The regional function energy. Actes du 11th Photovoltaic E.C. Solar Energy Conference, Montreux, Suisse, 1313-1316.

Lynge Jensen T., (2000), Renewable energy on small islands. *Forum of Energy and Development*, Second Edition, ISBN 87-90502-03-5.

Macagnan M.H., Lorenzo E., (1992), On the optimal size of inverters for grid connected PV systems. *11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference*, Montreux, 1167-1170

Mackay R.M., Probert S.D., (1996), Iceland's energy and environmental strategy, *Applied Energy*, **53**(3), 245-281

Mandelbrot B. (1984), Fractals in physics : Squig clusters, diffusions, fractal measure and unicity of fractal dimensionality. *Journal of Statistical Physics*, **34**(5/6), 895-930.

Marion B., Hayden H., (2005), Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems, *31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition* - Lake Buena Vista, Florida.

Marques M., (1982), Conception d'un modèle stochastique de simulation des rayonnements solaires direct et global à un pas de temps fin. Application aux données de Grenoble. Thèse de Doctorat, Université de Grenoble.

Melar G., (1990), Méthodes de prévision à cour terme. Modèles Arma, méthode de Box et Jenkins, modèles de prévision, méthodes de prévision à court terme. Statistiques et Mathématiques Appliquées, Editions de l'Université de Bruxelle, SMA, 229-241.

Milligan M., Parsons B., (1997), A Comparison and Case Study of Capacity Credit Algorithms for Intermittent Generators, *NREL/CP-440-22591. UC Category : 1210. DE97000223*

Monlobou P., (2002) Colloque « Energie éolienne dans les Iles », 18 Janvier 2002, Ajaccio.

Moon S.E., Ryoo S.B., Know J.G., (1994), A Markov chain model for daily precipitation in South Korea. *International Journal of Meteorology*, **4**, 1009-1016.

Morales A., Trecat J., Crappe M., (2002); Adequate level of wind energy to be installed in Belgium", *IEEE Young Researches Symposium in Electrical Power Engineering,* 1543-1546

Muselli M., (1997), Electrification des sites isolés, Dimensionnement des systèmes hybrides à source renouvelables d'énergie, *Thèse, Université de Corse*

Nfaoui H., Buret J., Sayigh A.A.M.,(1996), Stochastic simulation of hourly average wind speed sequences in Tangiers (Marocco). *Solar Energy*, **56-3**, 301-314.

Nguyen B.T. et Pryor T.L., (1996), A computer model to estimated solar radiation in Vietnam. Actes du World Renewable Energy Congress, 1274-1278.

Noia M., Ratto C.F., Festa R., (1993a), Solar irradiance estimation from geostationnary satelitte data : I. Statistical models. *Solar Energy*, **51-6**, 449-456.

Noia M., Ratto C.F., Festa R., (1993b), Solar irradiance estimation from geostationnary satelitte data : II. Physical models. *Solar Energy*, **51-6**, 457-465.

Nolay P., (1987), Développement d'une méthode générale d'analyse des systèmes photovoltaïques. Thèse de l'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.

Notton G., (1992), Contribution à l'étude des systèmes de production autonome d'énergie utilisant la conversion photovoltaïque, *Thèse, Université de Corse*

Oberti P., (2004), Décision publique et recherche procédurale : illustration d'une démarche multicritère à la localisation participative d'un parc éolien en région corse, in Actes des *journées de l'Association Française de Science Economique, "Economie : aide à la décision publique*", Université de Rennes 1-CREM, 18-19 mai, http://www.crereg.univ-rennes1.fr/journeesafse2004.html

Orgill J.F. et Hollands K.G., (1977), Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, **19**, 357-359.

Paish O., MacNellis B., Derrick A.,. (1994). *Solar Electricity. Chapitre V : Applications*. Edition T.Markvart, John Wiley & sons, ISBN: 0-471-98852-9, Chichester, Royaume Uni.

Palomo E., (1989), Hourly solar radiation time series as first-order Markov chain. Actes du International Solar Energy Society Solar World Congress, 2146-2150.

Pereira E.B., Abreu S.L., Stuhlmann R., Rieland M., Colle S., (1996), Survy of the incident solar radiation in Brazil by use of Meteosat satellite data. *Solar Energy*, **57-2**, 125-132.

Perez R., Berkheiser W., Stewart R., (1989), Analysis of Lincoln Center Experimental Data for Investigation of Photovoltaic Peak Load Matching Potential, *Rapport Atmospheric Sciences Research Center SUNY at Albany*, ASRC Pub. No.1281, Report to the New York Power Authority,

Perez R., Seals R., Stewart R., Zelenska A., Estrada-Cagigal V., (1994), Using satellite-derived insolation data for the site/time specific simulation of solar energy systems. *Solar Energy*, **56-6**, 491-495.

Perez R., Stewart R., Berkheiser W., (1988), Analysis of Lincoln Center experimental data for investigation of photovoltaic peak load matching potential, *ASCR Pub#1281 Albany*

Perrin de Brichambaut C. et Vauge C., (1982), *Le gisement solaire : évaluation de la ressource énergétique*. Tec & Doc Lavoisier, ISBN :2-85206-168-6.

Raficul Islam M.D., Exell R.H.B, (1996), Solar radiation mapping from satellite image using a low cost system. *Solar Energy*, **56-3**, 225-237.

Richardson C.W., (1981), Stochastic simulation of daily precipitation, temperature and solar radiation, *Water Ressources Research*, **17**-1, 182-190.

Rietveld M.R., (1978), A new method for estimating the regression coefficients in the formula relating solar radiation to sunshine. *Agr. Meteorol.*,**19**, 243-252.

Ringlee R.J., Wood A.J., (1969), Frequency and Duration Methods for Power Reliability Calculations: II-Demand Model and Capacity Reserve Model, *IEEE Transactions on Power Appartus and Systems*, Vol.pas-**88**(4)

Roux M., (1985), *Algorithme de Classification*. Masson Edition, Paris.

RTE, (2003), Bilan Prévisionnel Rapport 2006-2015.

RTE, (2004), Statistiques de l'énergie électrique en France 2003

RTE, (2005), Historique de la consommation en France, *site internet : www.rte-france.com*

Sakellariou N., Gulyurtlu I., Ramirez L., (1995), Utilisation of wind, solar and biomasse resources in Mediterranean rural region. Actes du Renewable Energy Developpment European Conference and APAS-RENA Contractors Meetings, Venise, Italie, 209-214.

Schmid J., (1995), Photovoltaic electricity production, *Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting*, 492-496.

Schmid J., H. Schmidt. H., (1991), Inverters for Photovoltaic Systems. *5th Contractor's Meeting of the EC Photovoltaic Demonstration Projects*, Ispra, Italie, 122-132.

Schulze-Kegel D. et Heidt F.D., (1996), Mapping of global radiation with Meteosat. *Solar Energy*, **58-1-3**, 77-90.

Sparis P., Antonogiannakis J., Papadopoulos D., (1995), Markov matrix coupled approach to wind speed and direction simulation, *Wind Engineering*, Vol **19**(3), 121-133.

Spencer J.W., (1982), A comparison method for estimating hourly diffuse solar radiation from global solar radiation. *Solar Energy*, **29**, 19-32.

Staib F., Steinborn F., Bohnisch H., (1993), The capacity credit of renewable energy systems – an economic approach. *Actes de ISES World Congress*.

Steadman M.J., (1992), Site development costs for wind farm sites. *Rapport ETSU WN 5092*.

Suivi Eolien (2004), Tableau de bord – Suivi de la production d'éoliennes en France – *Site internet http://www.suivi-eolien.com/*,

Tande J.O.G., (2001), Application of wind farm interaction with grid, *European Wind Energy Conf.*, 999-1002

Van der Hoven I. (1957), *J. of Meteorol.,* **14**, 160

Wenger H.J., Hoff T., Shugar D., Farmer B., (1994) PVUSA 500 kW Grid Support Photovoltaic Project: Interim Results on value, *12th European Photovoltaic Solar Energy Conf.*, 1176-1179

Young K.C., (1994), A multivariable chain model for simulating climatic parameters from daily data. *Journal of Applied Metorology*, **33**, 661-671.

Zelenka A., Czeplak G., D'Agostino V., Josefsson W., Maxwell E., Perez R., (1992)., Techniques for supplementing solar radiation network data. Rapport final du International Energy Agency Solar Heating and Cooling Program, Task 9, Susbstack 9D, IEA, Paris, France.

NOMENCLATURE

A	Nombre d'années d'études
a	Paramètre de l'électrolyseur
a(t)	bruit blanc
a'	paramètre de la pile à combustible
A'	Paramètre intervenant dans l'expression (4.11)
A_i	Probabilité de présence de l'état i
A(h)	Variable aléatoire gaussienne
A_n	Valeur d'une somme l'année n
A_{SER}	Probabilité d'un état donné pour le SER
AC	Courant alternatif (A)
ACF	fonction d'autocorrélation
AIC	critère d'information d'Aikike
A_{mix}	Probailité des états pour deux systèmes combinés
AR	Autorégressif
A_{Trad}	Probabilité d'un état donné pour l'unité de production
b	paramètre de l'électrolyseur
b'	paramètre de la pile à combustible
B(x,y,j,h)	Brillance du pixel situé en (x,y) de l'image du jour j à l'heure h (0 à 255)
B_a	Constante représentant la brillance des pixels sous un ciel pur
$B_0(x,y,t)$	Brillance d'un pixel (x,y) par ciel opaque à l'instant t
$B_c(x,y,t)$	Brillance d'un pixel (x,y) par ciel clair à l'instant t
BIC	critère d'information Baysien
C	capacité installée de batteries (kWh)
C_{bat}	Capacité de stockage des batteries (kWh)
CA	coefficient de corrélation
capa	capacité du parc de batteries (Ah)
CGA	Cout général annualisé (€/kWh)
Ch	charge appelée sur le réseau électrique
CC	Coefficient de corrélation
$C_{dc}(x,y,j)$	Coefficient journalier du pixel (x,y)
DC	Courant continu (A)
$DS_{SER}(i)$	Taux de descente de l'état i vers un état inférieur
$DS_{trad}(1)$	Nombre de panne par heure de l'unité de production
$D_{i,h}$	Ecart entre deux indices de clarté horaires successifs
EM	Erreur moyenne
EMR	Erreur moyenne relative (%)
E_{PV}	Energie produite par le champ photovoltaïque (kWh)
EQM	Erreur quadratique moyenne
EQMR	Erreur quadratique moyenne relative (%)
E_{RR}	Taux d'erreurs (%)
$E_{Système}$	Energie en sortie du système (kWh)
FAC	fonction d'autocorréalation partielle
$F_{SER}(i)$	Taux de rencontre pour le SER dans l'état i
G	Eclairement solaire global ($W.m^{-2}$)
G_{CTS}	Irradiance égale a 1 kWh/m^2 (de CTS)
H	Irradiation solaire journalière globale horizontale ($Wh.m^{-2}$)
H	coefficient de Hurst du processus.

$\overline{H}$	Moyenne mensuelle de l'irradiation solaire journalière globale horizontale (Wh.m^{-2})
H_0	Irradiation solaire journalière horizontale hors atmosphère (Wh.m^{-2})
$\overline{H_0}$	Moyenne mensuelle de l'irradiation solaire journalière horizontale hors atmo. (Wh/m²)
H_b	Irradiation solaire journalière directe normale (Wh.m^{-2})
$H_c(x,y,t)$	Irradiation solaire globale journalière horizontale par ciel clair selon le modèle (Wh.m^{-2})
$\overline{H_b}$	Moyenne mensuelle de l'irradiation solaire journalière directe normale (Wh.m^{-2})
$H_{b,M}$	Irradiation solaire journalière directe normale par ciel clair (Wh.m^{-2})
$\overline{H_{b,M}}$	Moyenne mensuelle de l'irradiation solaire journalière directe par ciel clair (Wh.m^{-2})
$\overline{H_d}$	Moyenne mensuelle de l'irradiation solaire journalière diffuse horizontale (Wh.m^{-2})
H_T	Irradiance totale dans le plan du champ PV (Wh/m²)
Hz	Hertz
$I(x,y,j,h)$	Irradiation solaire horaire globale au point de coordonnées (x,y) du jour j à l'heure h (Wh.m^{-2})
$I_c(x,y,t)$	Irradiation solaire globale horaire horizontale par ciel clair selon le modèle CSM (Wh/m²)
I	Irradiation solaire horaire globale horizontale (Wh/m²)
I_0	Irradiation solaire horaire globale horizontale hors atmosphère (Wh/m²)
$\bar{I}$	Moyenne mensuelle de l'irradiation solaire horaire globale horizontale (Wh/m²)
$\dot{I}_b$	Eclairement solaire directe sur une surface horizontale (Wh/m²)
I_d	Irradiation solaire horaire diffuse horizontale (Wh/m²)
$\bar{I}_d$	Moyenne mensuelle de l'irradiation solaire horaire diffuse horizontale (Wh/m²)
$\dot{I}_d$	Eclairement solaire diffus sur une surface horizontale (Wh/m²)
I_β	Irradiation solaire horaire globale sur un plan incliné (Wh/m²)
$\bar{I}_\beta$	Moyenne mensuelle de l'irradiation solaire horaire globale sur un plan incliné (Wh/m²)
IEC	Commission Internationale d'Electrotechnique
J	nombre de Jours du mois m
K	Kelvin
k	Constante liée aux pertes résistives de l'onduleur
$K(x,y,t)$	Indice instantanée fonction des brillances B_i , B_c et B_0
$K0$	Indice calculé par ciel nuageux
K_T	Indice de clarté journalier
$\overline{K_{T,C}}$	Indice de clarté moyen d'une journée de type C
L_C	Pertes diverses
L_i	Longueur du dipole i (km)
LLP	Probabilité de perte de charge
L_S	Pertes du système
M	marge
M	nombre de mois
MPP	Point de Puissance Maximale (régime de fonctionnement d'un onduleur) (W)
$M_{q,\tau}$	fonction de structure d'ordre q.

$M_{T,i,h}$	Indice de clarté horaire du site i à l'heure h
$M_{Tm}(h)$	Composante déterministe de l'indice de clarté horaire
MTM	Matrice de transition de Markov
$\overline{M}_{T,m}$	Indice de clarté moyen mensuel pour un mois donné m
n_j	Nombre d'états j
n_{ij}	Nombre de transitions de l'état i à l'état j
P	Matrice de probabilité de transition
P	Puissance de l'électrolyseur (W)
P	Puissance réduite de l'onduleur
P'	Puissance de la pile à combustible (W)
P'_i	puissance cumulée appelée sur le dipole i - la puissance en sortie du système PV (W)
p_0	pertes à vide de l'onduleur normalisé
PACF	fonction d'autocorrélation partielle
PCS	Pouvoir de Combustion Supérieur
$P^0_{DC/AC}$	Puissance nominale du convertisseur DC/AC (W)
$P_{électro}$	Puissance de l'électrolyseur
PEM	Pile à Combustible de type «Proton Exchange Membrane ».
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
P_i	puissance cumulée appelée sur le dipole i (W)
P_j	puissance appelée sur le dipole i (W)
p_j	Probabilité marginale de l'état j
p_{ij}	Probabilité conditionnelle d'avoir l'état j après l'état i
P_m	Puissance maximale en sortie du champ PV (W)
$P_{nom-onduleur}$	Puissance nominale du convertisseur AC/DC (W)
p_0	Constante représentative des pertes à vide de l'onduleur
$P_{OND,j}$	Puissance en sortie du système PV sur le dipole j (W)
p_{perte}	Puissance perdue réduite
P_{perte}	Puissance perdue lors de la conversion dans l'onduleur (W)
P^0_{PV}	Puissance nominale ou crête du champ photovoltaïque (Wc)
PR	Rapport de Performance
P_{SNB}	Probabilité Binomiale Transalatée
Ptotal	puissance totale combinée
P_{sortie}	Puissance en sortie de l'onduleur (W)
$P_{sortie-PV}$	Puissance électrique produite par le champ photovoltaïque (W)
PV	Photovoltaïque
Q_l	limite de la matrice de transition
RAP	Rapport de l'erreur quadratique moyenne sur l'irradiation horaire
R	résistance linéïque du dipole (Ω/km)
$R_c(x,y)$	Coefficient de réflexion du sol
r_k	coefficient d'autocorrélation d'ordre k
$R_0(x,y)$	Constante définissant la réflexion minimum d'un ciel opaque
$R_{i,k}(T_j)$	Coefficient de corrélation entre deux sites i et k pour un jour donné T_j
S	Durée d'insolation (Heures)
S	Surface totale des panneaux PV (m²)
SER	Systèmes Energétiques à sources Renouvelables d'énergie

S_i	Surface (m²)
SI	Nombre d'heures pour un jour donné où l'indice de clarté horaire est supérieur à l'indice de clarté moyen mensuel
SOC	état de charge de la batterie (Ah)
S_{PV}	Surface de modules/champ PV (m²)
$\overline{S}$	Moyenne mensuelle de la durée d'insolation mesurée (Heures)
S_0	Durée astronomique du jour (Heures)
$\overline{S_0}$	Moyenne mensuelle de la durée astronomique d'un jour (Heures)
Sx(m)	skewness de la vitesse de vent
$S2$	Intégrale du profil de clarté horaire
t	Temps (s)
Téner	Rapport des puissances nominales onduleur et champ PV
Tj	température de jonction (°C)
T_j	Jour
Tref	température de référence des modules PV (°C)
U	tension sur le dipole (V)
U (t)	réalisation d'un processus temporel (mesure de la vitesse du vent)
U'_{ref}	tension de reference d'une cellule de la pile à combustible
U_{PV}	Tension continue en entrée de l'onduleur (V)
U_{ref}	tension de reference d'une cellule de l'électrolyseur (V)
$US_{SER}(i)$	Taux de montée de l'état i vers un état supérieur
US_{trad}	Taux de réparation par heure de l'unité de production
V	Volts
V(h,j,m,a)	vitesse de vent à l'heure h, du jour j, du mois m et de l'année a (m/s)
Wc	Puissance crête des modules/champ photovoltaïque (W)
W_C	Watt crête (puissance nominale d'une cellule, module ou champ PV, mesurée en CTS)
Wh	Wattheure (quantité d'énergie solaire ou électrique)
X	réactance linéïque du dipole (Ω/km)
Xn	état à l'instant n d'un processus stochastique
$y(h)$	Variable centrée et réduite de $M_T(h)$
Y_A	Energie de champ PV normée (kWh/kWc)
Y_F	Energie du système normée (kWh/kWc)
Y_R	Energie de référence normée (kWh/kWc)
Z(t)	variable stochastique
$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)_n$	chute de tension sur le dipole n
$\delta_\tau U(t_0)$	incrément du processus $U(t_0)$
$\overline{V_x'(m)}$	vitesse moyenne mensuelle de V^x
θ_z	Angle zénithal (°)
α	test de dépendance de processus de markov
$\alpha(h)$	Composante aléatoire d'une heure à l'autre de l'indice de clarté horaire
ε	Fonction de K_T intervenant dans le calcul de M_{Tm}
κ	Fonction de K_T intervenant dans le calcul de M_{Tm}
λ	Fonction de K_T intervenant dans le calcul de M_{Tm}
β	Inclinaison du capteur (°)

β	test de stationnarité de processus de markov
β	coefficient de température du module (K^{-1})
γ	statitistique d'homogénité spatiale
τ	échelle à laquelle on observe le phénomène
ϕ	rayonnement saolire incident dans le plan des capteurs PV (W/m^2)
ϕ_k	Coefficient d'auto-corrélation d'ordre k
$\phi_{solaire}$	Flux solaire globale (W/m^2)
π	matrice de probabilité marginale
φ_k	coefficient d'autocorrélation partielle d'ordre k
ρ	rendement énergétique
ρ_{ik}	Taux de départ de l'état i vers l'état k
$\rho_{élec}(P)$	rendement en puissance de l'électrolyseur
$\rho_{PaC}(P)$	rendement en puissance de la Pile à Combustible
$\eta_{DC/AC}$	Rendement de l'onduleur
η_{OND}	Rendement maximal de l'onduleur
η_{PV}	Rendement du champ PV
η_0	Rendement nominal des modules BP Solar 585F
η_{10}	Rendement de l'onduleur à 10% de charge
η_{100}	Rendement de l'onduleur à 100% de charge
η_{pertes}	Rendement lié aux différentes pertes dans le champ PV
η_{ref}	Rendement de référence du champ PV
$\eta_{ref,\ modules}$	Rendement de référence des module PV
$\sigma_x'(m)$	déviation standard mensuelle de $V^x(h,j,m,a$
σ_{a^2}	variance des résidus
ζ_q	spectre multifractal.

PUBLICATIONS