

**UNIVERSITE DE CORSE PASQUALE PAOLI
FACULTE DES SCIENCES ET TECHNIQUES**

THESE

PRESENTÉE EN VUE DE L'OBTENTION LE GRADE DE

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE CORSE

(SPECIALITE : ÉNERGÉTIQUE ET GÉNIE DES PROCÉDÉS)

Présentée et soutenue publiquement

Par

VALERIE ACQUAVIVA

le 11 juillet 2009

Titre :

**ANALYSE DE L'INTEGRATION DES SYSTEMES ENERGETIQUES A SOURCES
RENOUVELABLES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES INSULAIRES**

Directeur de Thèse :

Philippe POGGI, *Maitre de Conférences, HDR, Université de Corse*

Commission d'examen :

Rapporteurs : Frédéric MIRANVILLE, *Maitre de Conférences, HDR, Université de la Réunion*
Dominique LAMBERT, *Maitre de Conférences, HDR, Université de Toulouse*

Examineurs : Florence MATTERA, *Ingénieur-Chercheur, CEA-INES Bourget-du-Lac*
Marc MUSELLI, *Maitre de Conférences, HDR, Université de Corse*
Stefka NEDELCHVA, *Professeur à l'Université Technique de Sofia, Bulgarie*
Philippe POGGI, *Maitre de Conférences, HDR, Université de Corse*

Je profite de l'occasion qui m'est offerte par cette page de remerciements pour exprimer toute ma gratitude à Monsieur Jean-François Bernardini, Directeur de l'école doctorale de l'Université de Corse, pour m'avoir permis de terminer ce travail après plusieurs années d'interruption.

Je remercie Monsieur Frédéric Miranville, Maître de Conférences HDR à l'Université de la Réunion et Monsieur Dominique Lambert, Maître de Conférences HDR à l'Université de Toulouse pour avoir bien voulu rapporter ma thèse et participer à ce jury. Je remercie également Mesdames Stefka Nedeltcheva, Professeur à l'Université Technique de Sofia, et Florence Mattera, Ingénieur au CEA - INES d'avoir examinée mes travaux.

Je remercie vivement Monsieur Philippe Poggi, mon Directeur de Thèse, car sans lui ce travail n'aurait pu aboutir. Il a su, malgré un emploi du temps très chargé, se rendre disponible et trouver de précieux moments pour que je puisse terminer ce doctorat. Son aide, son soutien et sa bonne humeur y ont largement contribué.

Je souhaite également remercier Monsieur Marc Muselli pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail mais également pour tous ces échanges que nous avons eus tout au long des trois années passées dans le laboratoire de Vignola. Je tiens également à saluer sa sympathie.

Je remercie tout particulièrement mon père pour l'obstination dont il a fait preuve.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	1
CHAPITRE I :	
L'APPORT DU PHOTOVOLTAÏQUE DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	8
I.1. INTRODUCTION	9
I.2. LE RESEAU ELECTRIQUE CORSE	11
I.2.1. Caractéristiques du réseau électrique Corse.....	11
I.2.2. Constat.....	16
I.3. METHODOLOGIE : DEFINITION DES PARAMETRES ETUDIES	17
I.3.1. Introduction.....	17
I.3.2. Détermination de la coïncidence entre la puissance fournie par la centrale PV et la charge appelée sur le réseau.....	18
I.3.3. Détermination des paramètres définissant le Taux de Disponibilité Effectif.....	19
I.3.4. Détermination du taux de disponibilité effectif ou TDE.....	27
I.4.	
RESULTATS	27
I.4.1. Probabilité de coïncidence.....	28
I.4.1.a. Probabilité de coïncidence annuelle pour une centrale photovoltaïque	28
I.4.1.b. Probabilité de coïncidence mensuelle pour une centrale PV...31	
I.4.1.c. Probabilité de coïncidence pendant la période estivale pour une centrale PV.....	35
I.4.2. Probabilités de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe.....	37
I.4.2.a. Probabilité annuelle de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe.....	37
I.4.2.b. Probabilité estivale de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe.....	38

I.4.2.c. Probabilité mensuelle (janvier et août) de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe.....	40
I.4.3. Puissance effective (PE).....	41
I.4.4. Stockage d'énergie minimum nécessaire.....	45
I.4.5. Valeur de l'énergie PV	50
II.4.6. Le Taux de Disponibilité Effectif	52
I.5. CONCLUSION.....	56
 CHAPITRE II :	
 RENFORCEMENT DES BOUTS DE LIGNE ELECTRIQUE :	
LA SOLUTION PHOTOVOLTAÏQUE	58
II.1. INTRODUCTION.....	59
II.2. LES CHUTES DE TENSION.....	61
II.2.1. Quelques rappels sur le réseau électrique français (EDF).....	61
II.2.2. Critères de qualité.....	62
II.2.3. Définition et calcul des chutes de tension.....	63
II.2.4. Renforcement des bouts de ligne électriques.....	64
II.3. REDUCTION DES CHUTES DE TENSION – LA SOLUTION PV.....	68
II.3.1. Introduction.....	68
II.3.2. Principe de fonctionnement.....	69
II.3.3 Avantages.....	70
II.4. METHODOLOGIE ET ANALYSE.....	72
II.4.1. Présentation du bout de ligne étudié.....	72
II.4.1.a. Critères de sélection.....	73
II.4.1.b. Description du bout de ligne étudié.....	74
II.4.1.c. Profil de consommation.....	75

II.4.2. Dimensionnement du système en toiture.....	77
II.4.2.a. Synopsis de la méthode de dimensionnement.....	78
II.4.2.b. Calcul de la chute de tension avec et sans système PV connecté en toiture.....	80
II.4.2.c. Stratégies d'étude.....	82
II.4.2.d. Nombre de chutes de tension.....	87
II.4.2.e. Estimation de la taille du champ.....	88
II.4.3. Hypothèses économiques - Coût du kWh consommé.....	93
II.4.3. a. Evaluation du coût d'investissement initial.....	94
II.4.3. b. Le crédit d'impôt (Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2005).....	96
II.4.3. c. L'investissement brut.....	97
II.4.3. d. Evaluation du coût d'investissement initial.....	98
II.4.3. e. Coût de remplacement du l'onduleur.....	98
II.4.3.g. Coût du kWh destiné au consommateur.....	99
II.4.4. Estimation des performances du système.....	104
II.4.4.a . Distribution de l'énergie.....	104
II.4.4.b. Pertes de ligne évitées.....	106
II.4.5. Calcul des émissions de CO ₂ évitées.....	109
II.4.6. Conclusion.....	110
II.5. SYSTEMES EN TOITURE CONNECTES AU RESEAU AVEC BATTERIES.....	112
II.5.1. Introduction.....	112
II.5.2. Les accumulateurs d'énergie.....	113
II.5.2.a. Caractéristiques des accumulateurs d'énergie.....	113
II.5.2.b. Les rendements de conversion.....	117
II.5.2.c. Le régulateur.....	118
II.5.3. Modélisation de la charge à assurer par la batterie.....	119
II.5.4. Méthode de dimensionnement.....	128
II.5.5. Modes de fonctionnement.....	132

II.5.5.a. Stratégie 1.....	132
II.5.5.b. Stratégie 2.....	134
II.5.6. Courbes de dimensionnement.....	135
II.5.7. Analyse économique.....	138
II.5.7. a. L'investissement brut.....	138
III.5.7.b. Coût du kWh consommé par le système.....	139
II.6. CONCLUSION.....	144
CHAPITRE III : ETUDE DES PERFORMANCES DU SYSTEME IN SITU CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE CORSE... ..	
	147
III.1. INTRODUCTION.....	148
III.2. PRESENTATION DU SYSTEME.....	148
III.2.1. Généralités.....	148
III.2.2. Présentation du site.....	149
III.2.3. Description du champ.....	150
III.2.4. Description de l'onduleur.....	151
III.3. MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME.....	152
III.3.1. Rendement du champ photovoltaïque.....	152
III.3.2. Rendement de l'onduleur.....	156
III.3.3. Optimisation énergétique entre la puissance nominale de l'onduleur et la puissance crête du champ.....	159
III.4. ANALYSE DES PERFORMANCES ET PRECONISATION.....	162
III.4.1. Système d'acquisition et données mesurées.....	162
III.4.2. Quelques mots sur les propriétés du réseau électrique en Corse.....	164
III.4.3. Présentation des coefficients et paramètres de performance.....	165

III.4.4. Calcul des paramètres.....	169
III.4.5. Présentation des valeurs mesurées sur la période étudiée.....	171
III.4.6. Evaluation des différents paramètres	174
III.4.7. Analyse sur le fonctionnement du système.....	175
III.4.7.a. Analyse de l'année 2001.....	175
III.4.7.b. Analyse de l'année 2002.....	177
III.4.7.c. Analyse de l'année 2003.....	178
III.4.7.d. Conclusion.....	179
III.4.8. Amélioration de la performance du système PV.....	180
III.4.8.a. Etapes de la modification des paramètres techniques de l'onduleur.....	180
III.4.8.b. Analyse des résultats.....	183
III.4.8.c. Comparaison avec des périodes de fonctionnement précédentes.....	186
III.5 CONCLUSION.....	194
CONCLUSION.....	19
6	
BIBLIOGRAPHIE.....	200
NOMENCLATURE.....	224
ANNEXE 1.....	230
ANNEXE 2.....	236
ANNEXE 3.....	238
ANNEXE 4.....	241
ANNEXE 5.....	243

INTRODUCTION

L'embargo du pétrole dans les années 70 a forcé le monde entier à se rendre compte de sa dépendance vis-à-vis des énergies fossiles. Aujourd'hui, une prise de conscience des méfaits de ces énergies sur l'environnement et de leurs coûts d'utilisation cachés a montré que les énergies renouvelables pouvaient être une solution à ce problème. Il en résulte que nous sommes de plus en plus concernés par les questions environnementales. La solution solaire, semble être un bon compromis car la terre reçoit chaque jour, sous forme d'énergie solaire, l'équivalent de la consommation électrique de 5,9 milliards de personnes pendant 27 ans.

Les gouvernements et la communauté scientifique travaillent pour optimiser l'utilisation de ces énergies propres et l'on constate qu'il y a une véritable reconnaissance de l'énergie photovoltaïque qui peut jouer un rôle important pour réduire la pollution et particulièrement pour stabiliser les niveaux de dioxyde de carbone rejetés dans l'atmosphère. En effet, la technologie photovoltaïque permet de transformer le rayonnement en électricité grâce à des panneaux solaires. Hormis les process de fabrication des modules photovoltaïques, la conversion photovoltaïque du rayonnement solaire s'effectue sans bruit et sans émission de gaz : elle est donc par nature totalement propre. Par ailleurs, l'absence de mise en mouvement de pièces mécaniques lui confère un niveau de fiabilité inégalable. De nos jours, la technologie photovoltaïque est disponible pour les industriels, les commerciaux et les usagers et les systèmes PV connectés au réseau et intégrés dans l'habitat apportent une large contribution pour un meilleur environnement.

L'énergie produite par des panneaux solaires photovoltaïques, source d'énergie propre et renouvelable, s'inscrit parfaitement dans le cadre de la politique écologique actuelle des gouvernements des pays industrialisés formalisée par les accords de Kyoto. Cette politique écologique, définie dans le " Livre Blanc ", se traduit par un engagement des pays de l'Union à produire, en 2010, 12% de leur énergie à partir de sources renouvelables et de réduire de fait le taux d'émission de gaz à effet de serre.

Dans la plupart des pays industrialisés, de nombreuses possibilités d'exploitation sont étudiées puis expérimentées dans l'espoir d'une commercialisation future qui viserait à agir

en complémentarité avec les énergies conventionnelles. En outre, au regard des objectifs gouvernementaux, les énergies renouvelables satisfont leurs principales priorités que ce soit en matière de sécurité des approvisionnements, d'environnement, d'indépendance nationale ou de respect des engagements internationaux, notamment du protocole de Kyoto.

Parallèlement, les coûts de l'énergie PV ont été réduits par 8 depuis 20 ans, cela en raison de la hausse de la production, de l'évolution des technologies, de l'augmentation des capacités de production mais également grâce à la multiplication des programmes de développement et des politiques incitatives en Europe. Malgré tout, la complexité des procédés de fabrication des modules photovoltaïques et les rendements de production trop faibles entraînent des coûts élevés qui freinent le volume des ventes. On peut espérer que, dans les années à venir, la technologie photovoltaïque arrive à "maturité" (procédés simplifiés, meilleurs rendements de production) et que l'augmentation du volume de production réduise enfin le coût des modules.

En dépit de ces difficultés, l'évolution de la technologie et du marché photovoltaïque est encourageante. Les méthodes de fabrication se sont améliorées, réduisant ainsi les coûts de production. D'après "PV News" la production mondiale de cellules photovoltaïques a atteint, fin 1999, les 201,5 MW. Soit 31,5 % de plus qu'en 1998 (153,2 MW). Le Japon est en tête avec une augmentation de sa production égale à 63 % (80 MW contre 49 MW en 98). Suivent les Etats Unis avec une croissance de 20 % ; quant à celle de l'Europe, elle est de l'ordre de 14,5%. En 1999, les producteurs (MW) sont : BP Solar (32,5) ; Kyocera (30,3) ; Siemens Solar (26) ; Sanyo (13). Actuellement, 90 % de la production totale de modules se fait au Japon, aux Etats Unis et en Europe. Le solde de 10 % de la production est fourni par le Brésil, l'Inde et la Chine qui sont les principaux producteurs de modules dans les pays en développement. Les applications photovoltaïques se répartissent de manière égale entre les pays industrialisés du nord et les pays dits « en voie de développement ».

En ce qui nous concerne, nous nous intéresserons tout particulièrement aux systèmes connectés au réseau électrique qui sont en pleine expansion depuis les années 90 : les centrales de puissance et les applications dans le résidentiel en zone urbaine.

La centrale de puissance

Avec les applications photovoltaïques connectées au réseau d'électricité national, une nouvelle tendance se dégage. Elle est caractérisée par un fort potentiel de diffusion dans les pays industrialisés. Des centrales de production photovoltaïque sont expérimentées depuis quelques années en Europe (44 kW en Allemagne, 300 kW en Grèce), aux Etats-Unis (1 MW à Lugo, 8 MW à Carissa Plain grâce au programme PV USA) et au Japon (1 MW à Saijo), mais elles n'ont pas encore dépassé le stade pilote. La plupart des projets utilisent des champs de capteurs plans. Seules les centrales photovoltaïques de moyenne et faible puissances (0,1 à 0,5 MW) semblent avoir une rentabilité économique. Elles seront vraisemblablement destinées à renforcer le réseau en différents points critiques :

- ✓ Par exemple, aux extrémités d'un réseau, la qualité de la puissance s'affaiblit lorsque la demande en électricité augmente. Une centrale photovoltaïque placée en bout de ligne permet de redresser la tension, d'améliorer la puissance et d'éviter la surchauffe du poste de conversion (Kermann, USA).
- ✓ Lorsque le maximum de la charge appelée est en phase avec l'ensoleillement, la centrale photovoltaïque connectée au réseau permet d'écarter les pointes. C'est le cas dans le sud des Etats-Unis où la demande est maximale aux heures les plus ensoleillées en raison de l'utilisation importante, dans ces régions, de l'air conditionné.

Une autre application intéressante dans ce secteur est la combinaison hydro-photovoltaïque pour des centrales au fil de l'eau (0,1 à 10 MW). L'apport énergétique du système photovoltaïque complète idéalement le creux saisonnier de certains cours d'eau, et la variation de la production sur l'année est atténuée. Cette application pourrait être développée dans nos régions dans un futur proche.

La résidence urbaine :

Le générateur photovoltaïque connecté au réseau est aussi envisagé en zone urbaine avec l'installation de modules sur les toits et les façades des bâtiments. Les premières réalisations datent de la fin des années 70 aux Etats-Unis, mais ce n'est seulement depuis quelques années que l'Europe s'est lancée dans un programme d'expérimentation de maisons photovoltaïques (2 à 3 kW par toit), en particulier en Suisse et en Allemagne où la politique de protection de l'environnement est stricte.

L'intérêt de telles réalisations est de produire de la puissance à l'endroit même de la demande, en s'affranchissant généralement des problèmes du stockage. Ces installations permettent également de relever la tension et de pallier les chutes de tension qui peuvent se produire en bout de ligne électrique. L'excès de production est injecté dans le réseau et en période de non production, l'électricité est prélevée sur le réseau. Le couplage au réseau contribue doublement à augmenter le rendement annuel du générateur: tout d'abord, parce que la production n'est pas limitée par la capacité du stock et ensuite, parce que les pertes de transfert à travers ce stock sont minimisées.

Ce travail de doctorat en énergétique s'inscrit dans le cadre de l'analyse du potentiel d'installations photovoltaïques connectées au réseau électrique. Nous étudierons plus particulièrement la simultanéité entre la charge et la puissance fournie par une centrale PV et nous nous focaliserons ensuite sur les renforcements des bouts de lignes électriques par l'intermédiaire de systèmes PV en toiture. Enfin, nous présenterons la modélisation et le retour d'expérience d'un système photovoltaïque que nous avons installé initialement sur le toit du laboratoire de Vignola.

Le Chapitre I a pour objectif de fournir une évaluation quantitative de l'adaptation de la charge des installations photovoltaïques au réseau électrique EDF de la Corse. L'analyse probabiliste de la limite d'insertion de systèmes photovoltaïques sur le réseau électrique de la Corse a montré que celle-ci était de l'ordre de 14% de la puissance totale installée, soit une puissance de 50 MW (Poggi, 1995). L'implantation d'une telle centrale photovoltaïque présenterait l'avantage de ne pas utiliser les moyens hydrauliques au cours de la période

estivale (juin à septembre). De plus, la solution du PV connecté au réseau électrique peut contribuer de manière significative au bilan énergétique insulaire. Nous analyserons la correspondance temporelle entre la charge appelée sur le réseau électrique Corse et la puissance disponible de la centrale photovoltaïque. Cette étude sera complétée par la détermination du stockage nécessaire pour écrêter les pics de charge ainsi que par une étude économique qui nous permettra de déterminer le coût de l'énergie fournie par le système photovoltaïque. Ces différents paramètres nous permettront de quantifier le taux de disponibilité effectif (TDE) des systèmes PV.

Le Chapitre II est quant à lui consacré au renforcement des bouts de ligne électrique via la solution photovoltaïque en toiture. En effet, lorsque la demande électrique augmente, il arrive fréquemment que des chutes de tension apparaissent. Pour assurer à l'utilisateur un confort maximal nous avons choisi la solution photovoltaïque pour résoudre ce problème. Cette étude s'articule autour de deux grands axes. Après avoir étudié les chutes de tension qui se produisent sur le bout de ligne choisi, nous présenterons une méthode de dimensionnement visant à réduire les chutes de tension sous la limite permise. Des études de transfert d'énergie au sein du système dans sa configuration optimale de fonctionnement ainsi qu'une analyse économique sur sa durée de vie, couplée à une détermination du coût du kWh produit ponctueront cette première partie. Des conclusions relatives aux performances des systèmes photovoltaïques en toiture seront exposées et introduiront la seconde partie consacrée à l'ajout d'un parc de batterie au système en vue d'annuler les chutes de tension. Nous étudierons deux modes de fonctionnement du nouveau système PV :

- Le système PV assure la demande et recharge les batteries ;
- Le système en toiture est couplé au champ pour recharger les batteries et alimenter la charge ;

Le chapitre III est dédié à la partie expérimentale de notre doctorat. Il est axé sur la modélisation de systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique et l'analyse de ses performances. Ce système de 850 Wc est installé sur le site du laboratoire de Vignola depuis 2000. Nous en avons assuré le suivi et le monitoring depuis sa mise en service. Le retour d'expérience concerne l'interaction entre le réseau et l'onduleur. Durant les 3 premières

années de fonctionnement nous avons pu mettre en avant des problèmes de production liés aux diverses fluctuations du réseau électrique (tension, fréquence et impédance). Ces problèmes ont généré 30% de pertes d'énergie par an. Des modifications de sensibilité au niveau de l'onduleur ont permis au système d'obtenir des performances proches des performances prévues par la théorie. Ce chapitre montre que l'introduction de systèmes photovoltaïques sur un réseau électrique et particulièrement sur un réseau insulaire faiblement interconnecté nécessite une analyse fine en termes de performances.

CHAPITRE I :

L'APPORT DU PHOTOVOLTAÏQUE DANS LE
RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

I.1. INTRODUCTION

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque à grande échelle passe en Europe et dans les pays industrialisés par la réalisation de systèmes connectés au réseau électrique. Ces systèmes énergétiques à sources renouvelables d'énergie (photovoltaïque et / ou éolien) connaissent, à l'heure actuelle, un essor important. La simplicité de leur mise en œuvre, l'évolution favorable des prix et la politique environnementale menée par de nombreux gouvernements jouent un rôle prépondérant dans leur développement. En effet, alors qu'en 1994 plus de 20 % de la puissance PV dans le monde était raccordée au réseau, ce chiffre est passé à plus de 60 % en 2004 (IEA – PVPS, 2006). Les programmes ambitieux de développement mis en place en Allemagne (80 MW en 2002) et au Japon sont les moteurs essentiels de la filière. En France, le développement est porté par trois types d'applications différenciés par la puissance crête des installations et bénéficiant de la modularité de la technologie solaire PV (Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2003) :

- de 1 à 5 kWc : habitat individuel, installations en surimposition sur toit ;
- de 10 kWc à 300 kWc : panneaux intégrés techniquement et architecturalement au bâti du résidentiel collectif ou tertiaire ;
- de 50 kWc à quelques MWc : centrales solaires posées sur l'enveloppe des constructions (terrasses d'entrepôts par exemple) ou installations au sol.

Pour une compagnie d'électricité, l'inconvénient technique majeur de ce type de production d'énergie est son aspect non contrôlable dû au caractère aléatoire dans le temps des sources (soleil et / ou vent). Par ailleurs, le coût de l'énergie photovoltaïque couplée au réseau est, aujourd'hui encore, considéré comme élevé car il est comparé à une énergie commercialisée à un prix inférieur. Ce prix doit donc baisser pour que le PV soit considéré comme étant compétitif. Cette réduction implique aussi l'augmentation du rendement de conversion des cellules, la réduction plus rapide des coûts de fabrication (développement de meilleures techniques de production) et l'amélioration des composants du système (batteries, conditionneurs de puissance...).

Il est nécessaire de préciser que la comparaison entre les énergies renouvelables et conventionnelles est faussée car les énergies renouvelables (ENR) ne sont pas créditées des coûts externes évités et notamment (Ahm, 1994; Castro, 2005 ; El-Kordy, 2002, Maycock, 2002 ; Smeloff, 2004) :

- des coûts environnementaux et de santé cachés associés aux énergies fossiles qui ne sont pas inclus dans le prix de l'énergie.
- des coûts cachés des centrales nucléaires (traitement des déchets radioactifs, démantèlement des centrales);
- de la diminution de la consommation des énergies fossiles;
- de la réduction de la charge pointe (ajout évité de nouvelles unités de production conventionnelles, renfort des lignes de T&D, ...) ;

Ajoutons également que les systèmes de production d'énergie à sources renouvelables n'émettent pas ou peu de gaz à effet de serre, hors process de fabrication. Leur substitution aux énergies fossiles carbonées réduit le risque de changement climatique et leur impact sur l'environnement local est limité (pas de démantèlement et de déchets de longue durée) (Chabot, 1995). Ces données, non incluses dans le prix des sources d'énergies renouvelables, doivent donc être prises en compte pour avoir une idée plus juste du coût des EnR.

Le principe de la technique photovoltaïque connectée au réseau électrique est le suivant : lorsque le solaire est utilisable, l'énergie électrique produite permet d'assurer, partiellement ou totalement, la charge appelée ; quant au surplus, il est immédiatement injecté dans le réseau de distribution. Pour les compagnies d'électricité, l'un des rôles attendu de ce type d'énergie est le nivellement de la charge pointe (moment où l'énergie a le coût le plus élevé), permettant ainsi une économie des ressources énergétiques stockables (fuel, gaz, barrages hydrauliques ...).

Les compagnies d'électricité estiment la valeur d'une source non conventionnelle en termes de valeur énergétique et de taux de disponibilité effectif. La valeur énergétique est le

coût de la fourniture de l'électricité lorsque celle-ci est produite par une unité de production décentralisée. Quant au taux de disponibilité effectif, il permet de déterminer l'impact du PV sur le réseau électrique. C'est sur la détermination puis l'analyse de ce paramètre que se portera notre étude.

Une des méthodes utilisée pour déterminer la valeur du taux de disponibilité effectif est de comparer les résultats avec et sans unité de production décentralisée. Mesurer les performances d'un tel système est coûteux et nécessite l'utilisation de mesures expérimentales que nous ne possédons pas. Nous allons donc décrire un principe d'étude basé sur des modèles de simulation horaire visant à quantifier le taux de disponibilité effectif (TDE) des systèmes photovoltaïques (PV) connectés au réseau électrique corse. Ce paramètre représente la fraction de puissance installée contribuant à accroître la puissance disponible sur un réseau donné. En effet, il peut exister une relation synchrone entre les exigences de puissance électrique appelée et la disponibilité de l'énergie PV. Dans ces moments de corrélations, le PV est à même de réduire la charge pointe appelée.

Après avoir présenté les caractéristiques du réseau électrique Corse, nous étudierons et analyserons les paramètres visant à quantifier le TDE. En complément, nous étudierons la coïncidence de la charge pointe appelée sur le réseau avec la puissance photovoltaïque disponible. Deux bases de données (données d'irradiation solaire et charge horaire appelée sur le réseau) nous permettront de réaliser des études annuelles puis mensuelles pour chaque paramètre retenu. De cette manière, nous pourrions évaluer la contribution de l'énergie photovoltaïque tout au long de l'année, ainsi que son influence sur la charge appelée qui varie selon la saison.

I.2. LE RESEAU ELECTRIQUE CORSE

I.2.1. Caractéristiques du réseau électrique Corse

Afin de mener à bien cette étude, la connaissance des caractéristiques du réseau électrique Corse est nécessaire. Le parc des moyens de production d'électricité de la

Corse au premier janvier 2009 est constitué de différents éléments. Il comporte essentiellement des moyens appartenant à EDF : des moteurs thermiques et une station de conversion associée au câble Sardaigne – Corse - Italie, dit « SACOI », destinés à la production de base, des turbines à combustion (TAC) prévues pour un fonctionnement de pointe et en secours, d'un parc hydraulique et d'une nouvelle liaison Sardaigne-Corse, dite « SARCO ». De petites centrales hydrauliques et des fermes éoliennes appartenant à des producteurs indépendants viennent compléter le dispositif.

La puissance totale installée sur le réseau électrique Corse est de l'ordre de 600 MW se répartissant en fonction du type d'énergie, comme indiqué dans le *Tableau I.1*. Les données concernant le réseau électrique de l'île nous ont été fournies par EDF Corse.

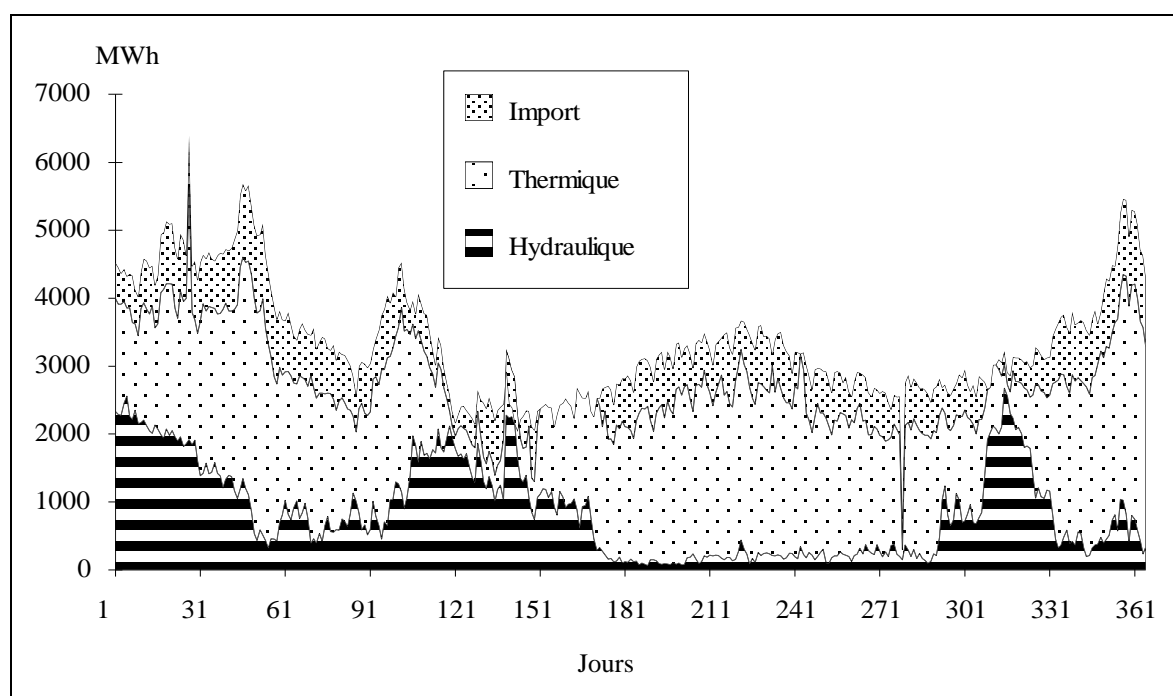
Tableau I.1 : Puissance installée (MW) sur le réseau Corse

Centrale du Vazzino	137
Centrale de Lucciana	112
TAC	55
Hydraulique	136
Hydraulique (petits producteurs)	21
Ligne SARCO	80
Ligne SACOI	50
Eolien	18
TOTAL*	599

* certains chiffres ont été arrondis à l'unité.

Sur la *Figure I.1*, nous avons tracé l'évolution de la consommation électrique annuelle. Pour des raisons liées à l'accessibilité des données, nous ne pouvons donner que les courbes de 1994 pour ce qui est de l'évolution journalière de la production par moyen de production. Même si la demande énergétique a considérablement évolué, ces courbes donnent une tendance générale. Nous observons 4 pics de consommation, deux pics en hiver, le troisième au printemps et le dernier en été. En raison de son activité touristique, la Corse, comme de nombreuses régions méditerranéennes, ne connaît pas de minimum de consommation au cours de la période estivale.

Figure I.1 : Evolution de la consommation journalière en Corse (1994)



Les moyens de production hydraulique qui représentent près de 30 % de la puissance totale installée et environ 24 % de la production annuelle ne constituent plus que 5 % de la production en été (*Figures I.2 et I.3*). Cette baisse conjuguée avec l'augmentation de la charge appelée sur le réseau durant la période estivale, induisent un accroissement de la part de la production thermique dans la production totale. En effet, pendant l'été, la

production hydraulique ne représente plus que 20200 MWh, contre 364000 MWh pour le thermique et 121000 MWh pour les imports. Les systèmes photovoltaïques auront au contraire une production maximale durant la période estivale.

Figure I.2 : Répartition annuelle de la production électrique de la Corse en 2003

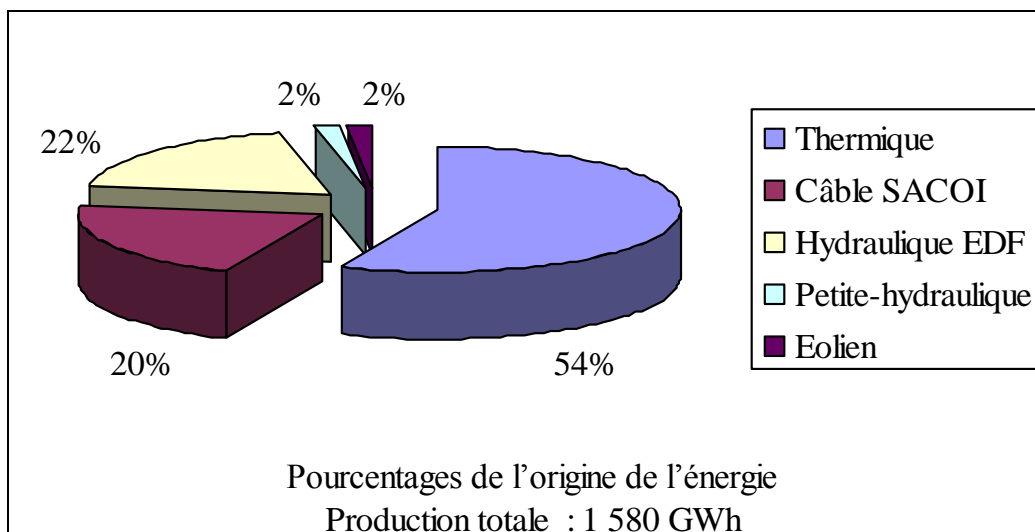
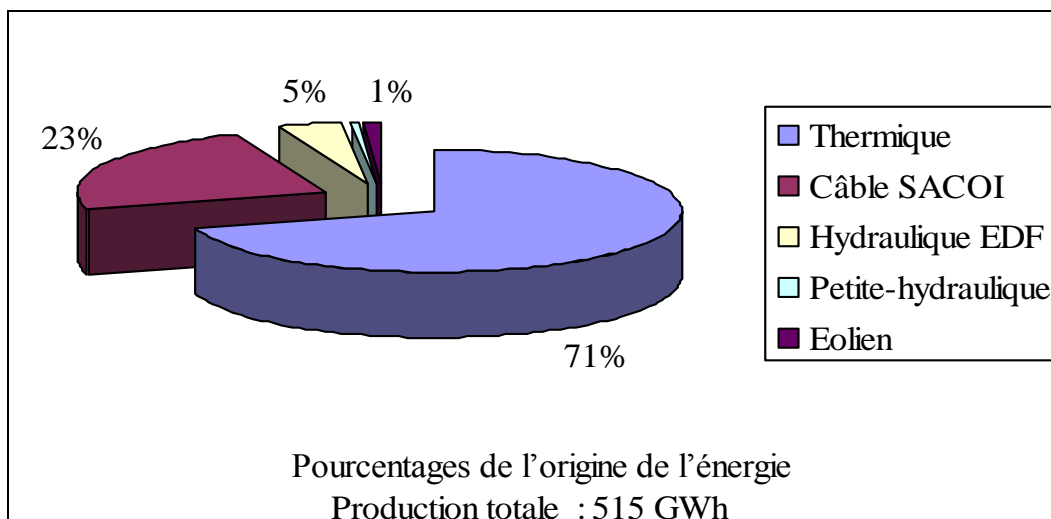


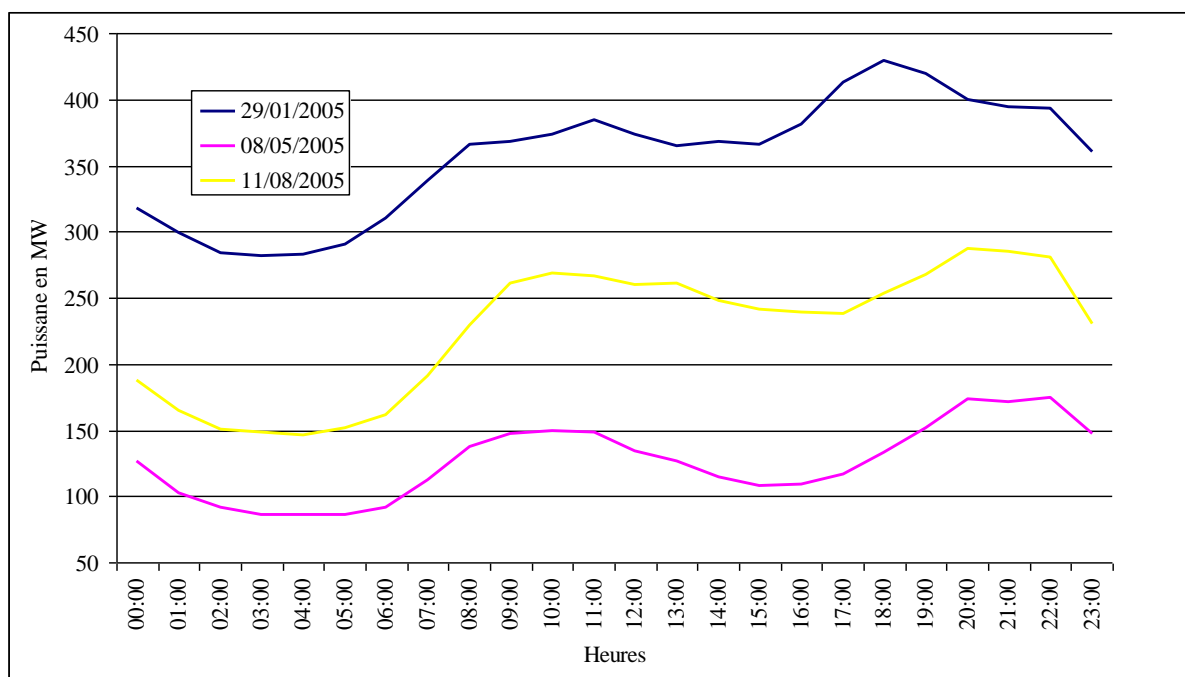
Figure I.3 : Répartition estivale de la production électrique de la Corse en 2003



En ce qui concerne les profils journaliers de charge, nous avons porté sur la Figure I.4 son évolution pour trois journées sélectionnées en 2005 (une par saison, automne et printemps étant identiques) au cours desquelles apparaissent les pics de charge les plus

importants. Ces courbes présentent deux points : la première en milieu de journée (10 – 12 heures) est liée aux activités diurnes et la seconde plus large et plus élevée (20 – 21 heures) est liée en grand partie aux besoins en éclairage (ce qui est commun à de nombreuses régions électriques).

Figure I.4 : Evolution saisonnière de la puissance appelée au cours de la journée (2005)



La Figure I.4 montre que le pic de jour croît plus fortement que le pic de soirée. Cette tendance, observée dans de nombreux cas aux Etats Unis et appelée « heat wave effect » (Beck, 2002 ; Perez 2003) indique souvent une corrélation positive entre l’apport énergétique solaire et les besoins électriques. Nous constatons également que la pointe journalière appelée est fortement dépendante de la période de l’année ce qui justifie une étude mensuelle.

Afin d’examiner une réduction de la charge pointe par l’intermédiaire du photovoltaïque, nous considérerons deux cas d’étude :

- sur toute les heures de la journée : une étude annuelle, une étude sur deux mois « extrêmes » d'un point de vue météorologique (janvier et août) puis une étude sur la période estivale;
- sur les heures d'ensoleillement (afin d'avoir une idée plus juste de la corrélation entre la production PV et la charge appelée) : une annuelle suivie d'une étude sur les deux mois extrêmes ainsi qu'une dernière sur les mois d'été ;

I.2.2. Constat

P.Poggi (1995) a réalisé une étude sur l'insertion des systèmes photovoltaïques sur le réseau électrique de la Corse en calculant la limite de la puissance photovoltaïque qui pourrait y être installée. Le principal résultat de cette analyse probabiliste est d'avoir pu démontrer que le taux maximal d'insertion devait rester en deçà de 14% de la puissance installée (hors capacité hydraulique), soit une puissance PV de 50 MW.

L'intégration d'une telle centrale PV, sur le réseau électrique Corse, présente l'avantage de ne pas utiliser les moyens de production hydraulique en été. Il est donc intéressant de déterminer, pour Electricité de France, les performances ainsi que les intérêts engendrés par une telle implantation. C'est ce que nous ferons en étudiant le taux de disponibilité effectif du système photovoltaïque installé sur le réseau électrique Corse. Une analyse tenant compte des correspondances temporelles « charge – PV » sera également effectuée.

I.3. METHODOLOGIE : DEFINITION DES PARAMETRES ETUDIES

I.3.1. Introduction

L'intégration d'un système PV sur un réseau électrique va le perturber et modifier sa probabilité de perte de charge (probabilité de défaillance du réseau qui à un moment donné risque de ne plus assurer la charge appelée). Celle-ci est liée au taux d'arrêt de la centrale (pour un générateur conventionnel, on estime son taux d'arrêt à 2 % du temps). Dans le cas des centrales PV, celui-ci est difficilement quantifiable car il dépend d'un paramètre météorologique : le rayonnement solaire.

La puissance nominale d'un système énergétique à source renouvelable ne correspond pas à la puissance nominale réelle d'une source d'énergie conventionnelle. Afin d'en trouver la correspondance, le taux de disponibilité effectif ou TDE d'une centrale PV doit être déterminé. Ce paramètre correspond à la fraction de la puissance installée qui contribue à accroître la puissance disponible sur un réseau donné. A titre d'exemple, le TDE d'une turbine au gaz est voisin de 1 (la Planète Bleue, 1992).

Pour les gestionnaires du réseau, la connaissance du TDE d'une installation photovoltaïque est importante car elle permet de savoir quel pourcentage de la puissance installée peut être effectivement garanti. Ce paramètre peut être quantifié à l'aide de quatre critères complémentaires (La Planète Bleue, 1992 ; Hoff, 1988 ; Wenger, 1992 ; Perez, 1994). Il s'agit de :

- la probabilité de disponibilité aux heures de pointe (PHDP);
- la capacité de charge effective ou puissance effective de la centrale photovoltaïque (PE);
- la valeur du « stockage d'énergie tampon » exigée pour garantir une réduction de la charge maximale du réseau électrique, égale à la puissance nominale du système installé (Sto);
- la valeur de l'énergie photovoltaïque (V).

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir d'une série représentative de données horaires de la charge appelée sur le réseau et de données simulées de la production d'énergie photovoltaïque. Nous disposons de 19 années de données horaires d'ensoleillement et d'une année de puissance appelée sur le réseau électrique Corse (dans notre cas, 2005), ce qui est suffisant pour estimer les variables précédentes (Hoff, 1988).

La connaissance du taux de disponibilité effectif est fondamentale car elle permet d'élever une source électrique non-*dispatchable*, mais à fort TDE, du rang d'énergie fugace à celui d'énergie à puissance partiellement ou totalement garantie. Les conséquences sont importantes aussi bien sur les plans techniques et économiques que sur le plan environnemental.

Notamment :

- ✓ la puissance appelée en journée sur le réseau peut être minimisée aux heures de pointe (valeur énergétique et environnementale de la ressource) ;
- ✓ les investissements de génération thermique visant à satisfaire la croissance de la demande peuvent être différées (valeur capacitaire) ;
- ✓ le vieillissement des composants annexes du réseau (transformateurs par exemple) peut être ralenti et les pertes de tension en bout de ligne peuvent être réduites (Garver,1966 ; Herig, 2001 ; Shugar, 1990).

Avant de quantifier le taux de disponibilité effectif d'une centrale PV intégrée dans le réseau électrique de la Corse, nous analyserons la coïncidence entre la puissance fournie par la centrale PV et la charge appelée sur le réseau.

I.3.2. Détermination de la coïncidence entre la puissance fournie par la centrale PV et la charge appelée sur le réseau

L'analyse de la coïncidence entre la puissance fournie par la centrale PV et la charge appelée sur le réseau permet de déterminer le pourcentage d'énergie disponible de la

ressource considérée par rapport aux besoins pour chaque intervalle de charge sur la période d'étude. Elle donne également une mesure temporelle de la charge dans chaque intervalle. Il s'agit d'un critère statistique qui met en évidence l'éventuelle corrélation entre la demande et la production décentralisée et surtout la possibilité d'écarter la pointe appelée (moment où l'énergie PV a la plus forte valeur économique).

Si la charge et l'énergie photovoltaïque concordent d'un point de vue électrique, les entreprises d'électricité pourraient utiliser l'énergie PV pour gérer leur charge ce qui permettrait ainsi une utilisation moins intensive des moyens classiques de production.

Nous allons donc déterminer la relation qui existe entre la demande énergétique et l'alimentation en énergie fournie par une centrale PV et répondre aux questions suivantes. L'énergie photovoltaïque est-elle capable d'assurer 10, 50 ou 100% de l'électricité nécessaire à la charge ? En dehors des niveaux d'énergie absolus, quel est le facteur de simultanéité ? Est-ce que l'énergie photovoltaïque atteint son maximum lorsque la demande de pointe l'atteint également ?

I.3.3. Détermination des paramètres définissant le Taux de Disponibilité Effectif

❖ Probabilité de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe ou PDHP

Ce paramètre permet de déterminer le pourcentage d'énergie disponible de la ressource considérée pour chaque intervalle de charge appelée sur la période d'étude (par rapport à la charge maximale). Il permet également de donner une mesure temporelle du nombre de fois où l'unité de production décentralisée peut coïncider avec un intervalle de charge donnée.

La PDHP est définie comme étant la fraction de puissance moyenne disponible durant les « **n** » appels de puissance (horaire) maxima observés sur le réseau électrique. « **n** » est

fonction du taux de couverture solaire (le ratio entre la puissance nominale de la ressource et la charge pointe de la période considérée).

$$PDHP = f(n) \quad (I.1)$$

$$\text{où } n = tc \times (\text{Nombre d'heures sur la période étudiée})$$

et tc représente le taux de couverture solaire :

$$t_c = \frac{\text{Puissance nominale de la ressource}}{\text{Charge pointe de la période considérée}} \quad (I.2)$$

Il est utile d'observer les variations de ce paramètre en fonction de n . Une source d'énergie à fort TDE sera caractérisée par une PDHP élevée pour n faible avec une décroissance marquée en fonction de n . Nous calculerons la PDHP pour différentes valeurs de n (Perez, 1993).

❖ La puissance effective (PE) du système :

Ce paramètre, appelé « Effective Load Carrying Capability (ELCC) » dans la littérature anglo-saxonne (Garver, 1966 ; Milligan, 2005), « Load Carrying Capability (LCC) » (Hoff, 1988) mais aussi Crédit de Capacité (Ball, 2001 ; Beck, 2002 ; Herig, 2001 ; Voorspool, 2006), représente la mesure statistique de l'accroissement effectif de la puissance disponible sur le réseau (à probabilité de défaillance de puissance du réseau constante) dû à l'installation d'un système à caractère aléatoire.

En 1966, Garver a développé le concept de capacité de charge effective (CCE) ou puissance effective (PE). Ce paramètre peut être défini comme étant la charge supplémentaire que peut fournir le réseau suite à l'ajout de cette centrale. La PE pour un système PV représente sa capacité à fournir de l'énergie au réseau lorsque cela est nécessaire (par exemple, écrêter les charges pointes). Elle s'applique plus particulièrement aux

compagnies d'électricité de type insulaire (non interconnectées avec un réseau continental) ou bien dans les zones rurales métropolitaines où le coût élevé de l'électricité délivrée, conduit à considérer les énergies de « proximité » comme étant compétitives (Hoff, 1988).

La puissance effective dépend de plusieurs variables :

- de la disponibilité de la ressource en fonction des besoins ;
- de la taille du système considéré, c'est-à-dire de son taux de couverture sur le réseau ;
- de la probabilité de perte de charge (Perez, 2001) de l'ensemble des moyens installés.

La PE peut donc être estimée comme étant la puissance (ou capacité) totale parfaitement fiable équivalente à la capacité de la ressource considérée. La puissance effective d'une source d'électricité sera donc d'autant plus proche de sa puissance nominale que sa disponibilité effective sera élevée.

Nous considérerons au cours de cette étude des taux de couverture PV compris entre 5 % et 50 %, qui semble être une limite maximale, de l'appel de puissance maximale sur le réseau au cours de la période considérée.

Une base de données est nécessaire pour calculer la PE qui requiert la connaissance de la charge horaire appelée et les taux d'arrêt des unités de production conventionnelles (Milligan 2005, Perez 2004). La PE est calculée en deux temps ; tout d'abord en déterminant la probabilité de perte de charge (PPC) sans la ressource puis avec celle-ci. Le système est tout d'abord modélisé sans unité de production décentralisée puis en tenant compte de celle-ci. La probabilité de perte de charge, outil statistique, est donnée par définition (Garver, 1966 ; Perez, 1991 ; Wenger, 1992) par la relation suivante :

$$PPC = PPC_{\text{pointe}} \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e^{-\left(\frac{\text{pointe} - \text{charge}_i}{m} \right)} \right) \quad (I.3)$$

avec :

- PPC_{pointe} : probabilité de perte de charge au moment de la pointe appelée au cours de la période ;
- charge_i : charge appelée à l'heure i (MW) ;
- pointe : charge pointe de la période considérée (MW) ;
- N : nombre d'heures de la période d'étude ;
- m : puissance caractéristique de Garver du réseau (Hoff, 1988).

Ce dernier terme caractérise la probabilité de perte de charge annuelle du réseau comme une fonction de la capacité de réserve. Les compagnies d'électricité (Perez, 1994 ; Wenger, 1988) estiment ce paramètre à 10 % de la capacité totale installée sur le réseau.

Calcul du paramètre de Garver

Nous avons pu quantifier le paramètre de Garver relatif au réseau électrique de la Corse grâce aux valeurs moyennes de probabilité de perte de charges des différentes installations (Leteurtrois, 2005). Le calcul menant à la détermination de ce paramètre est le suivant (Garver, 1966 ; Hoff, 1988):

$$m = \sum_i^n (c_i \times r_i) \quad (I.4)$$

avec :

- c_i : capacité du moyen de production (MW) ;
- r_i : taux d'arrêt (%).

Tableau I. 2 : Taux d'arrêt des moyens de production insulaires

Moyen de production	Taux d'arrêt (%)
Thermique	18
Import	3
Hydraulique	5
Turbines à combustion	2

Nous obtenons une valeur de m égale 51 MW, soit près de 9 % de la puissance installée en Corse. La PE est alors obtenue de la manière suivante (Ahm, 1994 ; Shugar, 1990 ; Wenger, 1992) :

$$PE = m \ln \left(\frac{PPC_{sans_PV}}{PPC_{avec_PV}} \right) \quad (I.5)$$

d'où l'expression (Wenger, 1996) :

$$PE = m \ln \left(\frac{\sum_{i=1}^N e^{-\left(\frac{\text{pointe} - \text{charge}_i}{m}\right)}}{\sum_{i=1}^N e^{-\left(\frac{\text{pointe} - \text{charge}_i + \text{cap}_i}{m}\right)}} \right) \quad (I.6)$$

où : - cap_i : capacité disponible de la ressource à l'heure i (MW).

La PE peut donc être déterminée à partir des charges horaires, des capacités horaires disponibles de la ressource, de la pointe au cours de la période et de la caractéristique m de Garver du réseau électrique.

Afin de faciliter la lecture et l'interprétation des résultats, nous allons utiliser une valeur normalisée de la puissance effective (PE) que l'on appelle Puissance Effective

Relative (PER). Cette variable est égale à la puissance effective divisée par la puissance nominale de la centrale PV :

$$PER = \frac{PE}{P_{NOM .PV}} \quad (I.7)$$

❖ Détermination des exigences minimales en matière de stockage d'énergie pour assurer une fiabilité de puissance totale

Les variations et les incertitudes associées aux puissances issues des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque connectés au réseau font qu'ils ne peuvent pas fournir une puissance électrique fiable aux consommateurs.

Pour garantir une fiabilité totale, la centrale photovoltaïque est associée à un stockage d'énergie. Au cours de cette étude, nous ne nous soucierons pas de la nature du stockage (batteries, compression, hydraulique, etc) et on considérera la PE d'une centrale PV couplée à un système de stockage, comme étant égale à la puissance nominale de la centrale.

Ceci signifie que la puissance effective de l'ensemble « PV+stockage » est égale à la puissance installée de l'unité de production décentralisée PV. Dans ce cas, cela implique la possibilité de réduire la charge pointe par l'intermédiaire de la puissance nominale de la « source alternative ».

Le stockage d'énergie journalier (Sto) associé à la ressource représente au moins la valeur nécessaire pour que l'effet de la « PV + stockage » se traduise par une certaine réduction de la charge pointe appelée devant être satisfaite par les unités de production existantes. Le paramètre « Sto », exprimé en termes de « systèmes – heures» PV installés, est obtenu de la façon suivante (Perez, 1991) :

$$Sto = \max \left(\frac{\sum \Delta T \times \left[ch \ arg \ e_i - L \left(\frac{100 - pplr}{100} \right) - P_{PV} \right]}{P_{cap}} \right) \quad (I.8)$$

avec : $-\Sigma$: mise à zéro quotidienne et chaque fois que l'expression est négative ;

- L : charge pointe sur la période (MW) ;
- pplr : pourcentage de réduction désirée de la charge de pointe ;
- P_{cap} : puissance installée PV (en MW) ;
- P_{PV} : puissance PV disponible à l'heure i (MW) ;
- $charge_i$: charge horaire appelée sur le réseau à l'heure i ;
- ΔT : une heure.

Ce paramètre représente donc le stockage minimum nécessaire pour que la centrale PV puisse satisfaire une diminution de la puissance maximale appelée sur le réseau, égale à une fraction donnée de sa puissance nominale.

Au cours de cette étude, nous calculerons les différents stockages (Sto) nécessaires pour réduire la charge pointe (pplr : pourcentage de réduction désirée de la charge de pointe) de 5 %, 20 % et 30 % en considérant des taux de couverture de 25 % et 80 %.

Afin de mettre ce paramètre en évidence, il est utile de le comparer au stockage journalier d'énergie total nécessaire (Sto') pour accomplir une tâche équivalente (diminution de la puissance demandée) sans l'aide du système PV.

On a alors (Wenger, 1988) :

$$Sto' = \max \left(\frac{\sum \Delta T \times \left[charge \ _i - L \left(\frac{100 - pplr}{100} \right) \right]}{P_{cap}} \right) \quad (I.9)$$

Plus le système a une disponibilité effective élevée, plus le stockage Sto est inférieur au stockage Sto' ; à contrario, il tend vers ce dernier pour une disponibilité effective basse. En fait, plus la puissance effective se rapproche de la puissance installée, plus le stockage nécessaire est inférieur au stockage sans la ressource.

Nous calculerons la quantité minimum de stockage nécessaire sur la période considérée pour garantir une diminution de la charge par l'intermédiaire du stockage avec et sans ressource. Ensuite, pour chaque réduction du pic de charge désirée, nous comparerons le stockage nécessaire avec ressource au stockage totale d'énergie qui serait nécessaire pour effectuer la même réduction en l'absence de ressource.

Remarques : - Sto et Sto' sont exprimés en termes de « systèmes – heures » PV installés.

- Contrairement au stockage, les trois autres paramètres représentent des mesures statistiques de la mesure du TDE.

❖ La valeur de l'énergie photovoltaïque :

Ce paramètre, introduit par Hoff et al. (1988) pour la compagnie américaine Pacific Gas & Electric, est la valeur moyenne de l'énergie produite par la centrale PV selon une tarification fictive (V - coûts par kWh), normalisée en fonction de la demande de puissance sur le réseau.

$$V = \frac{\sum (E_i \times Val_i)}{\sum E_i} \quad (I.10)$$

où :

- V : valeur énergétique relative ;
- E_i : série chronologique de la production énergétique horaire de la centrale photovoltaïque ;
- Val_i : coûts (valeurs) relatifs énergétiques horaires correspondants (coût par kWh) ;

Afin de faciliter l'interprétation des résultats, une valeur énergétique relative est calculée en présumant que le paramètre de l'indice des coûts (Val_i) varie linéairement avec la charge de l'entreprise d'électricité ou de l'abonné, c'est à dire d'une valeur relative de 0 pour la charge la plus basse, à 0,50 pour la charge moyenne et 1 pour la charge la plus élevée (la courbe de puissance appelée est divisée en 10 tranches tarifaires). C'est donc une moyenne fictive, normalisée en fonction de la demande de puissance du réseau.

Etant donné que ce type de centrales sert à l'écrêtement des pointes, cela signifie que la valeur de l'énergie PV est la plus forte (valeur totale) aux charges de pointe du réseau, et de moitié pour les charges moyennes. Chaque intervalle correspond à un taux d'énergie classé linéairement.

I.3.4. Détermination du taux de disponibilité effectif ou TDE

Le taux de disponibilité effectif d'une source électrique est défini comme la fraction de puissance installée contribuant effectivement à accroître la puissance disponible sur un réseau donné (Perez, 1993). Il est déterminé par l'équation suivante :

$$TDE = \frac{1}{4} \times \left[PER_{tc} + V + PDHP_{tc} + \left(1 - \frac{Sto_{tc}}{Sto'_{tc}} \right) \right] \quad (I.11)$$

où $n = tc \times$ Nombre d'heures sur la période d'étude

I.4. RESULTATS

L'étude des quatre paramètres précédents a été effectuée sur une base annuelle, estivale, mais également en considérant deux mois particuliers : Janvier et Août. Comme l'énergie PV produite dépend des données météorologiques et de l'impact saisonnier, une étude mensuelle des différents paramètres s'est avérée nécessaire. Les mois de janvier et d'août ont été considérés comme étant les deux mois témoins car le pic de charge annuel

apparaît au mois de janvier et celui de la période estivale au mois d'août. Le comportement de la ressource a été étudié et la capacité d'un système PV connecté au réseau électrique a été déterminé. Nous avons également comparé nos résultats obtenus sur la période estivale à ceux des compagnies américaines qui travaillent uniquement sur cette période particulièrement favorable à l'utilisation des systèmes PV.

Des simulations sur la totalité des heures de la journée ainsi que sur les heures d'ensoleillement ont été effectuées pour affiner nos résultats et pour avoir une idée plus juste de la contribution énergétique des systèmes PV.

I.4.1. Probabilité de coïncidence

I.4.1.a. Probabilité de coïncidence annuelle pour une centrale photovoltaïque

Etude sur la totalité des heures de la journée

Sur la période annuelle, pour chaque intervalle de charge appelée (par pas de 10 %), nous avons calculé le nombre d'heures pendant lesquelles la charge se trouvait dans l'intervalle considéré. Nous avons également fait apparaître dans le *Tableau I.3*, l'énergie PV disponible aux mêmes instants.

On remarque d'une part que la coïncidence entre la demande d'électricité et l'énergie PV est très faible. D'autre part, pour des intervalles de charges élevés, la contribution de l'unité décentralisée est marginale car l'énergie PV n'est pas disponible à ces moments-là. La demande n'est pas calquée sur la production PV comme c'est souvent le cas dans le nord-est des Etats Unis en raison de l'utilisation importante des climatiseurs pendant les périodes de fort ensoleillement.

Tableau I.3 : Distribution de la production d'énergie PV en fonction de la grandeur de la charge horaire (sur la journée)

Intervalle de charge en pourcentage de la pointe sur la période d'étude	h (%)	PV
100 – 90 %	0,3	0,1
90 – 80%	1,5	0,4
80 – 70 %	5,4	2,8
70 – 60 %	10,1	9,2
60 – 50 %	16,2	15,6
50 – 40 %	25,9	31,8
40 – 30 %	25,1	35,3
30 – 20 %	14,0	4,8
20 – 10 %	1,6	0,0
10 – 0 %	0,0	0,0

h : pourcentage de temps dans chaque intervalle de charge

PV : pourcentage d'énergie PV coïncidant avec chaque intervalle de charge

On constate que plus de 67 % de l'énergie PV disponible correspond à un intervalle de charge compris entre 0 et 50 % de la charge, soit 72 % du temps. La ressource PV permet d'assurer les charges appelées les plus basses.

Il faut toutefois noter que le système produit seulement pendant les heures d'ensoleillement et que la pointe maximale annuelle de 420 MW a lieu en hiver à 18 heures. Pour ces raisons, nous avons réalisé une étude identique en tenant compte uniquement des heures d'ensoleillement (Tableau I.4). La probabilité de coïncidence journalière calculée reflètera de manière plus juste l'efficacité des systèmes PV connectés au réseau. En effet, les résultats sont en quelque sorte altérés si l'on travaille sur la totalité des heures de la journée car ce type de ressource ne produit pas la nuit.

Etude sur les heures d'ensoleillement

Tableau I.4 : Distribution de la production d'énergie PV en fonction de la grandeur de la charge horaire (heures d'ensoleillement)

Intervalle de charge en pourcentage de la pointe sur la période d'étude	h (%)	PV
100 – 90 %	0,19	0,16
90 – 80 %	1,77	1,18
80 – 70 %	5,51	4,85
70 – 60 %	14,43	12,06
60 – 50 %	16,65	16,04
50 – 40 %	31,42	37,30
40 – 30 %	25,36	25,97
30 – 20 %	4,64	2,44
20 – 10 %	0,02	0,00
10 – 0 %	0,00	0,00

Nous pouvons noter une modification des pourcentages de temps dans chaque intervalle ainsi qu'un léger accroissement de l'énergie PV disponible pour les hautes valeurs de la charge appelée, au détriment des valeurs les plus faibles. En effet, pour une charge comprise entre 0 et 50 % de la pointe appelée pendant la journée (représentant 66 % du temps), l'énergie PV est disponible à 61 %. Nous pouvons alors observer une coïncidence un peu plus importante entre la charge appelée maximale et la puissance disponible durant les heures d'ensoleillement. Les résultats montrent cependant que le PV assure très partiellement la charge appelée pendant les heures d'ensoleillement et réduit de façon négligeable les demandes de pointe au même instant dans les intervalles les plus hauts (entre 80 et 100 %).

On peut en conclure que même pendant les heures d'ensoleillement, l'unité de production décentralisée ne peut fournir une marge excédentaire au réseau électrique.

1.4.1.b. Probabilité de coïncidence mensuelle pour une centrale PV

Etant donné que la production des systèmes PV est fortement dépendante des données météorologiques, donc de l'effet saisonnier, et que les charges appelées varient selon les mois, nous avons étudié les coïncidences de charges mensuelles sur la base de la totalité des heures de la journée (*Tableau I.5*), puis uniquement sur les heures d'ensoleillement (*Tableau I.6*).

Etude sur la totalité des heures de la journée

Si l'on s'intéresse à une étude mensuelle, les mêmes constatations peuvent être faites que dans le cas d'une étude annuelle. En effet, le maximum d'énergie PV disponible ne correspond pas aux intervalles élevés de charge appelée sur le réseau. Pour les trois mois d'hiver, la ressource permet d'assurer les charges les plus basses.

On remarque que plus de 80 % de l'énergie PV disponible correspondent respectivement à un intervalle de charge compris entre 0 et 50 % pour 80 % du temps. Le mois de mars diffère des deux premiers mois de l'hiver. L'énergie disponible couvre quasiment tous les intervalles (hormis les deux plus élevés). Au printemps (période d'avril à mai inclus), on constate qu'environ 85 % de l'énergie PV est disponible sur un intervalle de charge de 0 à 50 % (environ 85% du temps). Ces résultats sont plus défavorables que ceux obtenus pendant la période hivernale.

Durant l'été, les résultats sont similaires. Pour corroborer nos données simulées, nous avons porté sur la *Figure I.5*, la puissance fournie par un système PV de puissance nominale 100 MW ainsi que la charge appelée au cours d'une journée d'août. On observe entre 12 heures et 14 heures une certaine coïncidence entre la charge appelée et la puissance disponible. Le fait que la disponibilité de l'énergie PV coïncide avec la demande d'électricité signifie qu'un générateur photovoltaïque peut donner une marge excédentaire au réseau

électrique. Celle-ci dépend des effets qu'a le système sur les exigences de pointe du réseau local de distribution. L'énergie PV peut-être excédentaire durant les « périodes de charge moyenne ». Dans la cadre de notre étude, la coïncidence est de trop courte durée pour pouvoir parler de marge excédentaire.

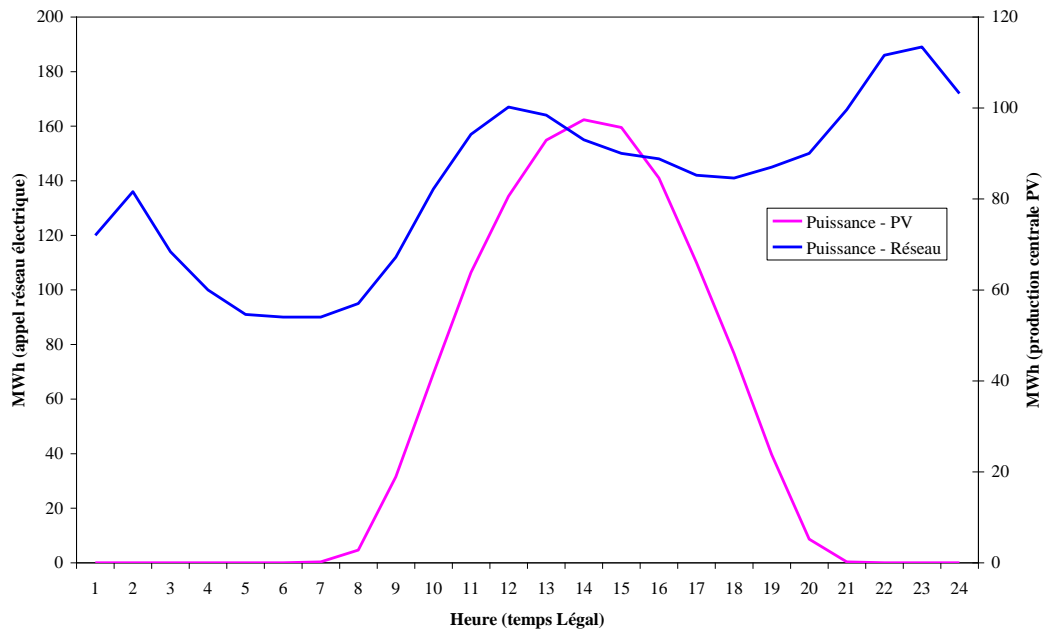
Tableau I.5 : Distribution mensuelle de la production d'énergie PV en fonction de la grandeur de la charge horaire en pourcentage de la pointe sur la période étudiée

intervalle de charge	janvier		février		mars		avril		mai		juin	
	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)
100 % - 90 %	2,3	1,2	13,5	14,1	5,0	0,0	1,4	0,0	0,8	0,0	5,6	6,3
90 % - 80 %	5,4	3,5	20,2	19,4	10,3	9,7	5,6	3,1	2,4	2,3	24,0	30,3
80 % - 70 %	14,1	3,1	33,7	48,2	17,2	23,8	15,0	15,6	15,9	15,8	31,5	46,0
70 % - 60 %	26,2	27,6	21,7	17,8	26,9	27,7	28,5	31,4	33,1	44,1	13,2	14,0
60 % - 50 %	32,3	61,9	10,9	0,5	23,5	24,1	28,2	39,3	22,3	29,9	12,5	3,3
50 % - 40 %	19,1	2,7	0,0	0,0	13,6	14,1	17,5	10,5	14,5	7,9	13,2	0,1
40 % - 30 %	0,7	0,0	0,0	0,0	3,5	0,6	3,9	0,0	11,0	0,0	0,0	0,0
30 % - 20 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20 % - 10 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10 % - 0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

intervalle de charge	juillet		août		septembre		octobre		novembre		décembre	
	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)
100 % - 90 %	6,0	2,9	2,1	0,0	2,1	0,0	2,3	0,0	4,9	0,0	8,1	2,4
90 % - 80 %	21,5	26,9	9,9	7,8	9,9	7,8	2,6	0,1	8,9	7,0	19,1	23,2
80 % - 70 %	33,1	53,0	28,1	42,3	28,1	42,3	14,9	11,2	16,7	20,0	22,5	28,1
70 % - 60 %	10,9	12,7	25,8	39,5	25,8	39,5	21,6	28,2	15,4	13,0	21,0	17,7
60 % - 50 %	12,0	4,4	12,4	10,0	12,4	10,0	28,5	52,2	22,6	26,4	20,6	28,4
50 % - 40 %	16,5	0,2	18,2	0,4	18,2	0,4	14,0	7,0	19,4	33,6	5,0	0,2
40 % - 30 %	0,0	0,0	3,6	0,0	3,6	0,0	16,1	1,3	10,1	0,1	1,6	0,0
30 % - 20 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0
20 % - 10 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10 % - 0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Seul le mois de juin présente des résultats satisfaisants. En effet, une adéquation existe entre la charge appelée et la ressource. 22 % de l'énergie disponible est présente dans les intervalles de charge suivants : 60 à 90 %, pour 16 % du temps.

Figure I. 5 : Puissance fournie par un système PV de 100 MW et charge appelée au cours d'une journée d'août



Enfin, pour la dernière période (septembre à décembre), 100 % de l'énergie PV disponible se trouvent dans un intervalle de charge compris entre 0 et 50 %, soit près de 80 % du temps. Seules les charges les plus faibles sont synchrones avec la ressource PV.

Nous pouvons donc souligner l'absence de coïncidence entre la charge pointe et la puissance disponible ; on remarquera cependant que les charges moyennes peuvent être satisfaites. Même au cours de l'été, nous obtenons des résultats défavorables car l'énergie PV disponible ne se répartit pas sur les trois intervalles de charge les plus élevés.

Le pourcentage d'énergie disponible se répartit tout au long de l'année sur un faible nombre d'intervalles. Les charges élevées sont partiellement satisfaites uniquement pendant les mois de mars et de juin.

Etude sur les heures d'ensoleillement

Contrairement à l'étude sur la totalité des heures de la journée, le pourcentage d'énergie disponible s'étale sur la totalité des intervalles de charges, sauf pour le mois de février. On observe une coïncidence très satisfaisante, proche de celle des régions américaines (Perez, 2001) entre la charge appelée et la ressource PV pour le mois d'août. 54 % de l'énergie disponible se situent dans les intervalles de charge supérieurs à 50 % (39 % du temps), ce qui permet de générer une marge excédentaire pour le réseau électrique Corse.

Les données relatives aux énergies disponibles durant les heures d'ensoleillement (*Tableau I.6*) montrent, que pour la plupart des mois, la disponibilité de l'énergie PV aux heures de consommation les plus élevées n'est pas négligeable (principalement pour l'intervalle de charge compris entre 60 et 70 %). Les résultats obtenus pour chaque mois offrent des résultats assez prometteurs : l'utilisation des systèmes PV contribue à réduire le pic de charge.

Tableau I.6 : Distribution mensuelle de la production d'énergie PV en fonction de la grandeur de la charge horaire pendant les heures d'ensoleillement en pourcentage de la pointe sur la période étudiée

intervalle de charge	janvier		février		mars		avril		mai		juin	
	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)
100 % - 90 %	2,8	2,8	12,9	14,1	3,5	1,0	3,6	1,5	0,6	0,0	5,4	6,3
90 % - 80 %	8,3	3,0	16,5	17,5	14,9	14,2	11,0	7,7	3,6	3,3	27,2	30,3
80 % - 70 %	10,7	4,4	42,3	39,7	22,5	24,5	25,8	25,2	21,2	21,1	40,4	46,0
70 % - 60 %	50,6	55,8	25,5	26,3	27,5	26,8	34,1	39,3	44,0	49,1	14,3	14,0
60 % - 50 %	27,0	33,9	2,9	2,4	23,0	24,4	20,5	23,6	20,4	21,8	9,1	3,3
50 % - 40 %	0,6	0,0	0,0	0,0	8,6	9,1	5,0	2,7	8,6	4,8	3,7	0,1
40 % - 30 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0
30 % - 20 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20 % - 10 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10 % - 0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

intervalle de charge	juillet		août		septembre		octobre		novembre		décembre	
	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)	h (%)	PV (%)
100 % - 90 %	8,7	8,4	1,8	0,0	11,0	7,8	1,9	0,1	8,8	7,0	23,7	22,7
90 % - 80 %	27,8	29,7	19,3	17,2	31,5	32,7	6,8	4,1	21,6	18,0	27,7	24,9
80 % - 70 %	39,4	47,8	40,1	53,1	37,6	43,8	18,7	16,2	15,3	14,6	19,9	15,0
70 % - 60 %	12,7	11,8	21,7	24,7	15,9	12,5	38,8	37,6	15,0	9,9	17,0	25,0
60 % - 50 %	7,6	2,3	9,4	4,8	3,8	3,1	27,6	37,4	30,9	40,9	5,1	6,4
50 % - 40 %	3,8	0,1	7,7	0,2	0,3	0,0	5,7	4,5	7,8	9,6	0,3	0,0
40 % - 30 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
30 % - 20 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20 % - 10 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10 % - 0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

I.4.1.c. Probabilité de coïncidence pendant la période estivale pour une centrale PV

Etude sur la totalité des heures de la journée

Dans cette section, nous avons choisi de travailler sur la période estivale car c'est au cours de cette période de l'année que l'ensoleillement est le plus important. Il est, en effet, intéressant d'analyser la probabilité de coïncidence sous des conditions météorologiques idéales. Y-aura-t-il un accroissement de la corrélation entre la charge appelée et la l'énergie PV produite ? Est-ce que l'énergie PV sera en mesure d'écarter la charge pointe de manière significative ?

Tableau I.7 : Distribution de la production d'énergie PV en fonction de la grandeur de la charge horaire (24 heures par jour) sur la période estivale

Intervalle de charge en pourcentage de la pointe sur la période d'étude	h (%)	PV
100 – 90 %	1,1	0,0
90 – 80 %	6,8	5,3
80 – 70 %	16,6	23,9
70 – 60 %	27,2	40,5
60 – 50 %	21,0	25,9
50 – 40 %	17,1	4,2
40 – 30 %	10,2	0,2
30 – 20 %	0,1	0,0
20 – 10 %	0,0	0,0
10 – 0 %	0,0	0,0

Si nous comparons les nouveaux résultats (*Tableau I.7*) à ceux qui figurent dans le *Tableau I.3*, on remarque un accroissement considérable de la probabilité de coïncidence pour des intervalles de charges supérieur à 60 %. La période d'étude a donc une influence importante sur les résultats. Pour des intervalles de charges compris entre 0 % et 40 % la

contribution énergétique de la ressource est négligeable. Par contre, plus de 60 % de l'énergie disponible sont répartis sur des intervalles de charges allant de 50 % à 100 %. Cette valeur est à comparer aux 27 % obtenus pour les mêmes intervalles au cours de l'étude sur l'année entière.

Etude sur les heures d'ensoleillement:

Nous allons pousser notre analyse plus loin en étudiant la probabilité de coïncidence pendant la période estivale mais uniquement sur les heures d'ensoleillement (*Tableau I.8*). Les deux grandeurs s'étalent sur la totalité des intervalles et 16 % de l'énergie PV (11 % du temps) correspondent à ceux des charges élevées (80 à 100 %). Les résultats obtenus pour le mois d'août sur les heures d'ensoleillement ne sont pas aussi remarquables que ceux de la littérature. En effet, pour ces mêmes intervalles, les régions américaines obtiennent une moyenne de 65 % sur 4 sites d'étude avec une valeur maximum de 83 % (Perez et Berkheiser, 1994).

Tableau I.8 : Distribution de la production d'énergie PV en fonction de la grandeur de la charge horaire (heures d'ensoleillement) sur la période estivale

Intervalle de charge en pourcentage de la pointe sur la période d'étude	h (%)	PV
100 – 90 %	0,45	0,00
90 – 80 %	5,95	5,26
80 – 70 %	21,04	23,88
70 – 60 %	34,96	40,54
60 – 50 %	25,70	25,88
50 – 40 %	9,20	4,22
40 – 30 %	2,69	0,21
30 – 20 %	0,00	0,00
20 – 10 %	0,00	0,00
10 – 0 %	0,00	0,00

I.4.2. Probabilités de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe

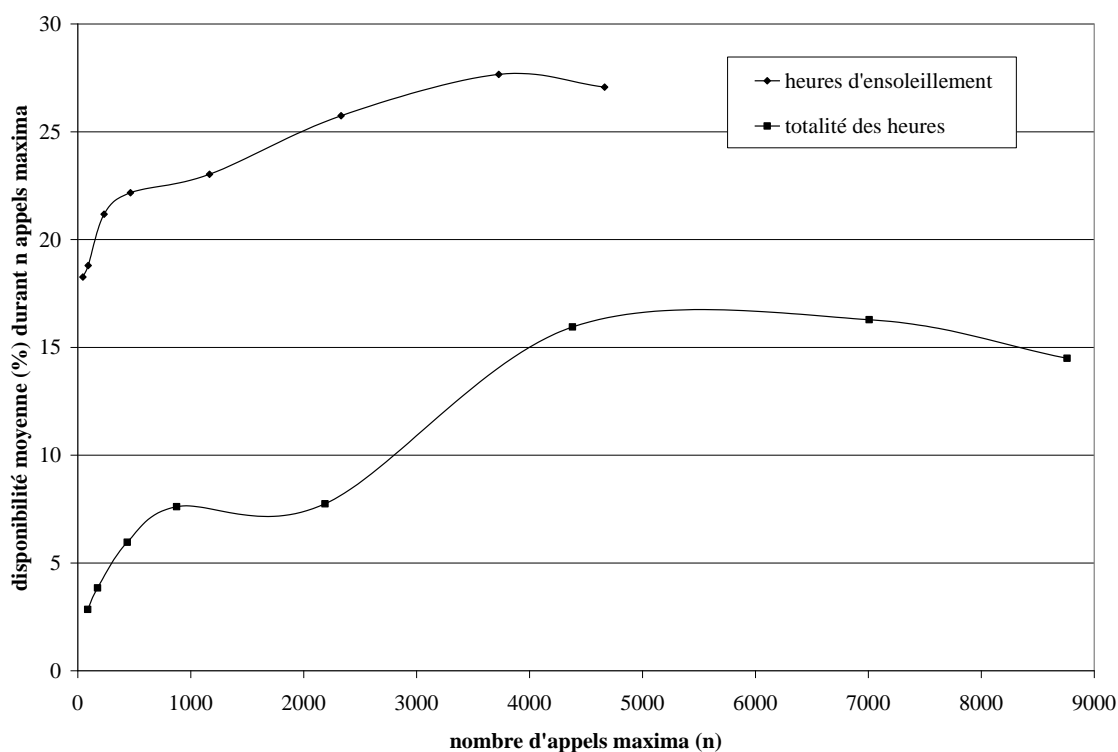
Nous avons étudié dans cette section la probabilité de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe ou PDHP sur différentes périodes (annuelle, estivale, pour deux mois extrêmes).

I.4.2.a. Probabilité annuelle de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe

Les résultats annuels obtenus pour ce paramètre sont présentés en *Figure I.6* où la PDHP des deux options (totalité des heures, heures d'ensoleillement) est reportée en fonction du nombre d'appels de puissance maxima considérés. Bien que le nombre d'heures de simulation soit différent pour chaque courbe en raison du nombre d'heures de simulation qui varie selon l'option choisie, nous remarquons une tendance quasi similaire. Dans le cas de l'étude sur la totalité des heures, nous constatons que la PDHP est égale à 3 % pour de faibles valeurs de n . De tels résultats traduisent le fait que les charges pointes les plus importantes apparaissent la nuit ou lorsque l'ensoleillement est faible et qu'aucune PDHP ne peut exister. A l'inverse, si l'on travaille uniquement sur les heures d'ensoleillement, la valeur de la PDHP augmente considérablement et prouve que la ressource solaire peut assurer une part des pics de charge qui se produisent au cours de la période diurne.

Si l'on considère maintenant la PDHP sur la totalité des heures, elle atteint un maximum de près de 17 % pour 6000 appels de puissance maxima. On remarque sur la *Figure I.6* que la PDHP augmente en fonction du nombre d'appels de puissance. Cependant, on constate un seuil au-delà duquel la PDHP diminue ($n = 6000$). Nous notons également un écart quasi constant de plus de 30 % quelque soit le n considéré. Ces résultats montrent de façon évidente l'intérêt de présenter les données relatives aux simulations sur les heures d'ensoleillement.

Figure I.6 : Disponibilité moyenne annuelle durant n appels maxima déterminée sur la totalité des heures sur l'année ainsi que sur les heures d'ensoleillement sur l'année



Si l'on travaille sur les heures d'ensoleillement, la PDHP suit à peu près la même tendance ; cependant, elle augmente de façon moins spectaculaire. Pour n égal à 20, la PDHP est de l'ordre de 22,5 % et pour n égal à environ 4000 heures, la PDHP atteint 27 %. La tendance s'inverse et la PDHP décroît à partir de n supérieur à 4300 heures.

I.4.2.b. Probabilité estivale de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe

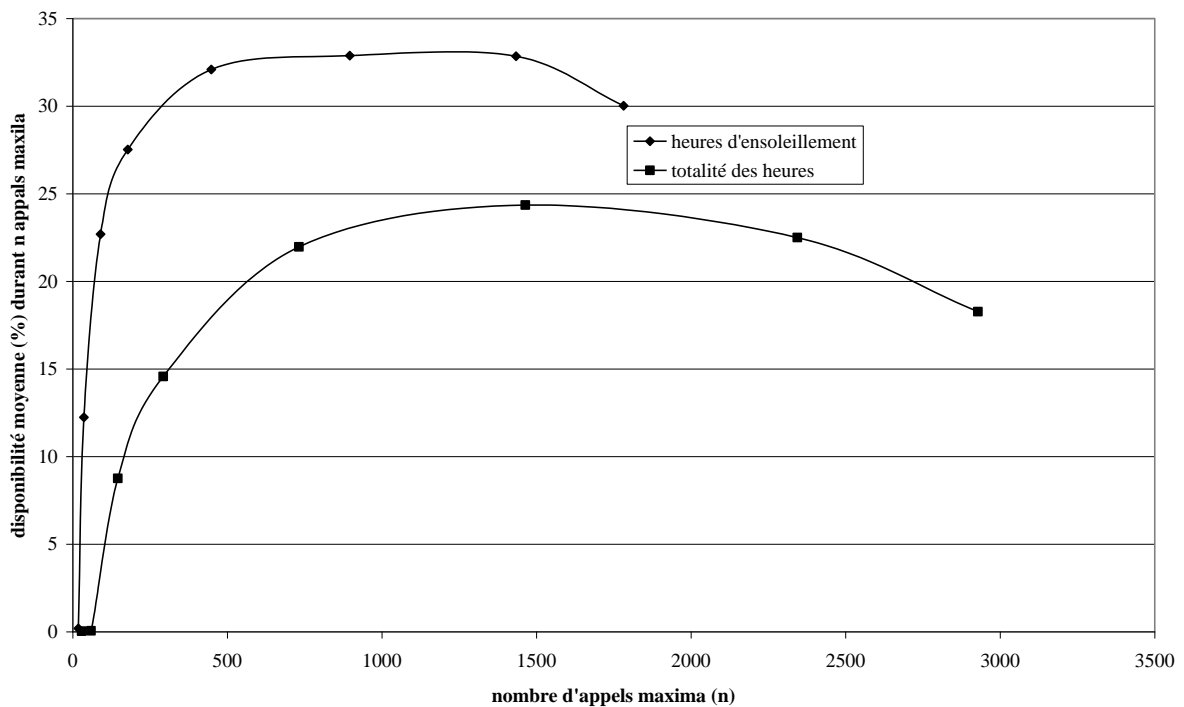
Les résultats de l'étude sur la période estivale sont représentés en *Figure I.7* pour les deux options.

On retrouve le même profil de courbe que précédemment et ce même écart constant entre les deux types de données (hormis pour de faibles valeurs de n). L'étude de la

disponibilité moyenne PV pour la période estivale offre des résultats plus élevés surtout si l'on tient compte des heures d'ensoleillement.

Pour de petites valeurs de n , la disponibilité moyenne atteint 33 % (heures d'ensoleillement). Cette valeur satisfaisante atteste, une nouvelle fois, de l'existence d'une corrélation entre l'unité de production décentralisée et la charge appelée. Par contre, les résultats obtenus au cours de la période de simulation sur la totalité des heures sont moins élevés et montrent une corrélation moins importante. En effet, bien que la période d'étude soit favorable au solaire, la PDHP n'atteint pas 25 %. De plus, la disponibilité moyenne étant légèrement décroissante, cela reflète une corrélation entre l'offre et la demande

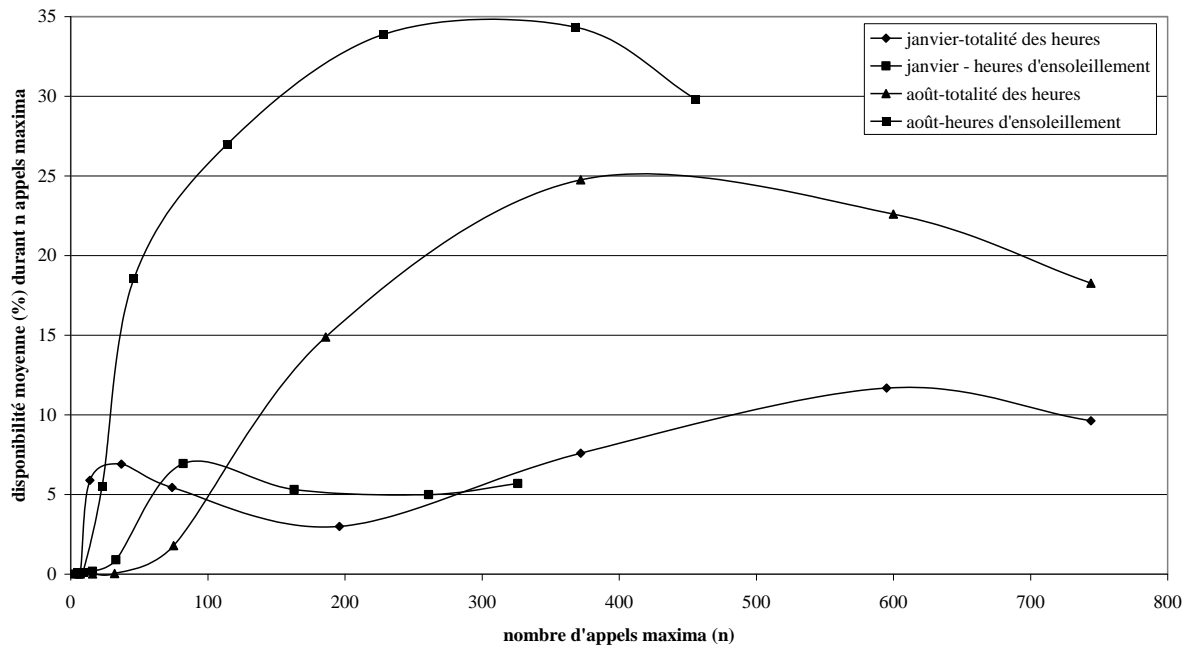
Figure 7 : Disponibilité moyenne estivale durant n appels maxima déterminée sur la totalité des heures ainsi que sur les heures d'ensoleillement en période estivale



. I.4.2.c. Probabilité mensuelle (janvier et août) de disponibilité de la ressource aux heures de consommation pointe

La Figure I.8 regroupe les courbes caractéristiques de la PDHP pour les mois de janvier et août. Celles relatives au mois d'août suivent la même tendance que celles étudiées dans les paragraphes précédents et celles du mois de janvier, présentent cependant un profil particulier. Elles se croisent à deux reprises. Ce phénomène s'explique par le fait que la charge pointe hivernale a lieu en début de soirée.

Figure I.8: Disponibilité moyenne (%) durant n appels maxima pour les mois de janvier et août



Dans le cas de la simulation sur les heures d'ensoleillement, on observe une variation plus forte de la PDHP pour un n faible et plus n croît, plus la PDHP diminue. L'écart entre les deux courbes subsiste quel que soit le mois d'étude, sauf pour un intervalle particulier au mois de janvier. Par ailleurs, la disponibilité moyenne est largement supérieure en été.

Nous pouvons également effectuer les mêmes constatations que sur la période annuelle, à savoir que pour les toutes premières charges les plus élevées, la PDHP est nulle ou bien très

faible ce qui signifie que ces pics de charges apparaissent dans la nuit. Par contre, si l'on travaille sur les heures d'ensoleillement la PDHP atteint une valeur de 12 % pour le mois de janvier et 35 % pour le mois d'août.

La valeur du paramètre étudié triple voire quadruple suivant le nombre d'heures de simulation retenu et la période de l'année. Néanmoins, nous sommes encore loin des résultats remarquables obtenus durant la période estivale pour les régions américaines (Perez 1993) et la Martinique (La Planète Bleue, 1992). En effet, ceux-ci se situent dans une plage comprise entre 60 et 80 %.

On remarque encore une fois que plus n augmente, plus la PDHP entre la ressource et la charge croît, ceci jusqu'à un certain seuil. Cependant cette croissance est plus marquée dans le cas de l'étude sur la totalité des heures, particulièrement au mois d'août, confirmant la corrélation charge – disponibilité de la ressource solaire.

Si l'on considère toutes les charges pointes, ce paramètre correspond au facteur de capacité et de cette façon il n'est plus fonction de la charge appelée mais dépend uniquement de la ressource solaire (Perez, 1993).

I.4.3. Puissance effective (PE)

Le paramètre précédent ayant donné une approche statistique des coïncidences, nous avons poursuivi notre étude par le calcul des puissances effectives des systèmes PV. Afin de pouvoir comparer les différents systèmes, nous avons normalisé la puissance effective (PE) en la divisant par la puissance nominale de la ressource, cette nouvelle variable est appelée Puissance Effective Relative ou PER.

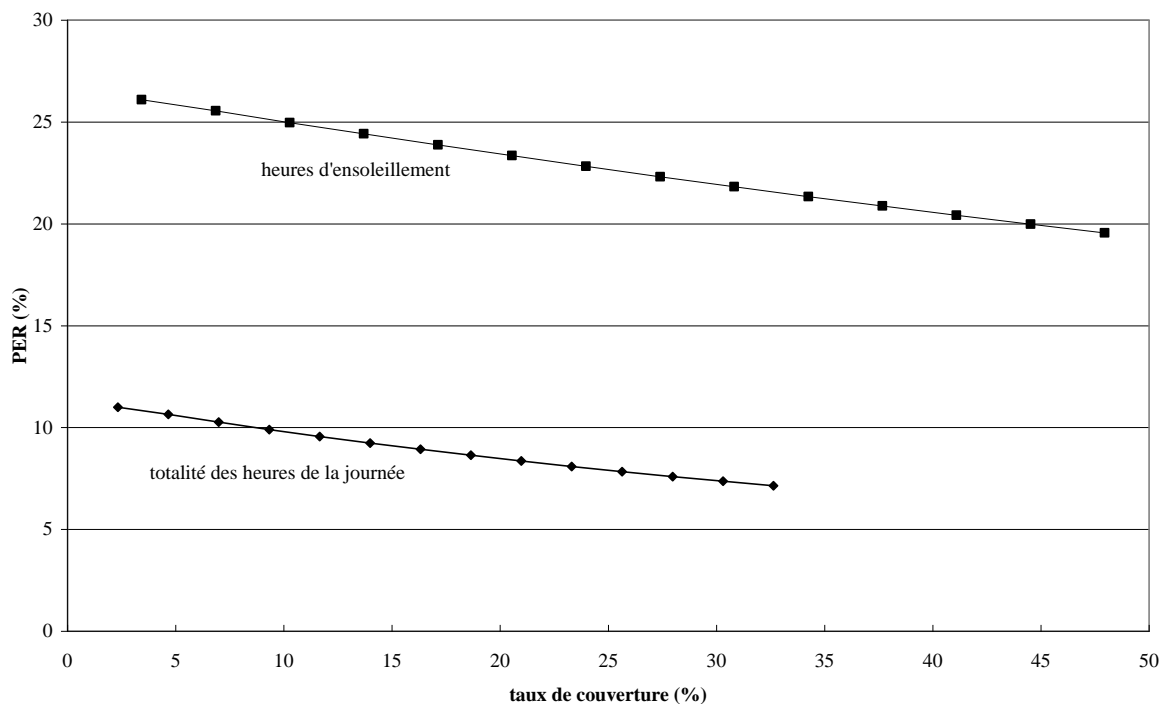
La PER de l'option solaire est reportée en *Figure I.9* en fonction du taux de couverture. A faible pénétration (de l'ordre de 5 %) la PER du PV approche les 11 % (pour 24 heures par jour et sur l'année). Ceci signifie qu'une centrale d'une puissance installée de

100 MW, aura une puissance effective de 11 MW (correspondant à une centrale de disponibilité fiable aux heures espérées).

Dans le cas d'une centrale PV de 50 MW (soit un taux de couverture de 13 %) la valeur de la puissance effective est respectivement égale à 10 % sur la totalité des heures de la journée et à 24 % si l'on considère uniquement les heures d'ensoleillement.

En ce qui concerne la PER du PV basée uniquement sur les heures d'ensoleillement, elle passe à 20 %, pour un taux de couverture de 5 %. On constate que la puissance effective relative décroît lorsque le taux de couverture solaire augmente. En effet, à 45 % de couverture solaire (ou 21 MW installés), la PER du PV est égale à 8 % (pour 24 heures par jour) et 15 % (pour les heures d'ensoleillement). La décroissance est nettement plus marquée lorsque l'on considère uniquement les heures d'ensoleillement. Celle-ci peut être attribuée à l'influence du pic de soirée qui est toujours plus important que le pic de jour. Une augmentation de la consommation électrique liée aux activités diurnes (par exemple la climatisation) aura donc tendance à redresser cette courbe.

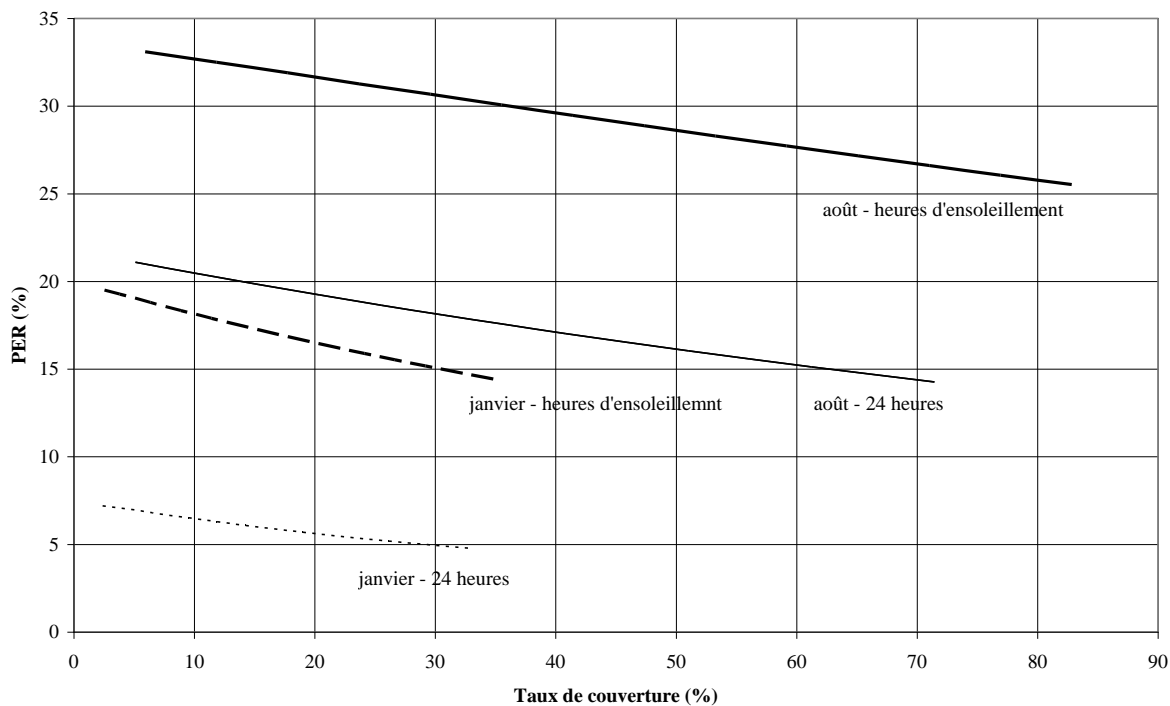
Figure I.9 : PER annuelle du PV



Ces puissances effectives sont cependant beaucoup plus faibles que celles obtenues par les compagnies d'électricité américaines (Perez, 2004) qui avoisinent les 60 % pour un taux de couverture identique. Ceci est essentiellement dû au fait que les charges pointes ont lieu en milieu de journée, au moment où la ressource solaire est la plus disponible. Nous pouvons également remarquer une diminution graduelle de la PER en fonction du taux de couverture du PV.

Afin d'étudier l'influence mensuelle de la charge et de la disponibilité de la ressource, nous avons tracé (Figure I.10) la PER du PV (24 heures et heures d'ensoleillement) pour deux mois extrêmes : janvier (faible ensoleillement et forte charge maximale) et août (fort ensoleillement et charge pointe estivale).

Figure I.10 : PER pour les mois de Janvier et Août



Nous constatons que la PER du PV est toujours supérieure en été. Ceci est à rapprocher des coïncidences étudiées dans le paragraphe précédent.

La connexion d'une centrale de 50 MW engendre une PER égale à 33 % au mois d'août (heures d'ensoleillement) et égale à 17 % au mois de janvier. On remarque que la période de l'année influence fortement ce paramètre.

Nos résultats sont à comparer, une nouvelle fois, aux valeurs obtenues par les régions américaines durant l'été (Wenger, 1992). La puissance effective relative d'une centrale PV raccordée au réseau de Con Edison (New York) atteint 62 % pour les puissances installées jusqu'à 100 MW et dépasse encore 50 % pour une puissance PV installée de 500 MW. Ce pourcentage élevé par rapport au nos vient du fait, comme nous l'avons vu précédemment, qu'il existe une relation synchrone entre les exigences de puissance électrique commerciale et la disponibilité d'énergie photovoltaïque. Dans le nord-est des Etats-Unis, les charges des grandes entreprises d'électricité métropolitaines atteignent leur maximum en été, en raison surtout de la climatisation dans le secteur commercial. Les charges, étroitement corrélées avec l'ensoleillement, atteignent leurs maxima au cours des journées chaudes et donc généralement ensoleillées.

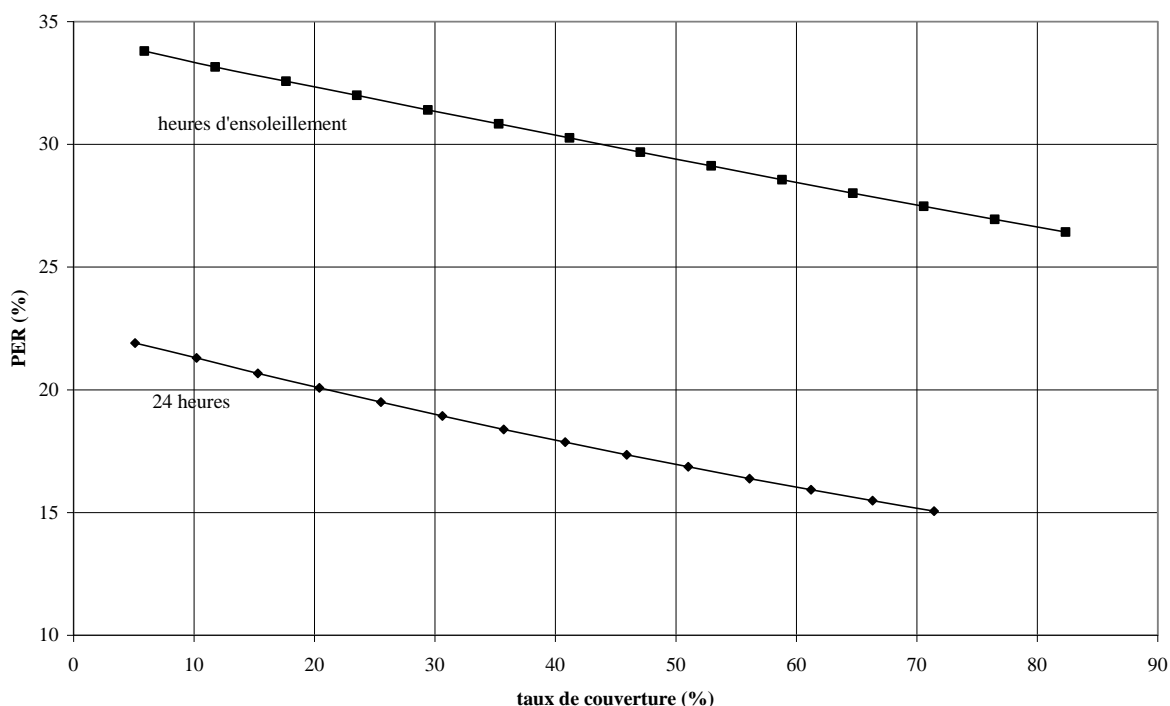
Pour terminer cette étude sur la puissance effective relative, nous avons tracé les courbes relatives à la PER sur la période estivale sur la totalité des heures puis sur les heures d'ensoleillement (*Figure I.11*).

Nous constatons que les résultats obtenus sur la période estivale quel que soit le cas d'étude (heures d'ensoleillement ou totalité des heures) sont quasiment identiques à ceux obtenus pour le mois d'Août. En effet, c'est au cours des mois d'été que la charge appelée est la moins importante. La corrélation entre *charge / ensoleillement* est satisfaisante lorsque seules les heures d'ensoleillement sont prises en compte.

Au regard de ces différents résultats, on peut conclure que bien que la Corse soit dotée d'un ensoleillement important tout au long de l'année, la puissance effective du PV sur le réseau insulaire reste moyenne car les pics de charge et la ressource ne sont pas corrélés. Par

contre, dans les régions où l'on rencontre des pics de charge élevés (en raison de la climatisation) au cours de l'été et des charges moyennes pendant l'hiver, la ressource PV s'avère être une solution fortement envisageable pour les gestionnaires du réseau.

Figure I.11 : PER pour la période estivale



I.4.4. Stockage d'énergie minimum nécessaire

Dans le *Tableau I.9*, nous avons illustré les résultats obtenus pour trois objectifs (15 %, 25 % et 35 %) de réduction de la puissance pointe appelée sur le réseau. Ils correspondent à des taux de couverture PV de 12 % (50 MWc) et de 23 % (100 MWc). Ces trois valeurs bien que trop élevées ont été choisies délibérément, car elles représentent des scénarii très défavorables.

Par exemple, pour le réseau EDF Corse (puissance pointe annuelle = 429 MW) et un taux de couverture de 23 %, la puissance nominale PV serait égale à :

- 15 % d'écrêtage : $\frac{(429 \times 0,15)}{0,77} = 83,6 \text{ MW}$
- 25 % d'écrêtage : $\frac{(429 \times 0,25)}{0,77} = 139,3 \text{ MW}$
- 35 % d'écrêtage : $\frac{(429 \times 0,35)}{0,77} = 195 \text{ MW}$

D'après le *Tableau I.9*, pour un taux de couverture de 12 %, un stockage d'appoint de l'ordre de 6,77 « système – heure » est nécessaire pour garantir une réduction de 15 %. Pour un taux de couverture de 23 %, il faudrait deux fois moins de réserves d'énergie pour garantir ce même objectif sans ressource. Cependant ces valeurs restent très élevées. Pour une réduction de 25 %, le stockage associé au PV atteint environ 19,5 « système – heure », ce qui est inconcevable même si la capacité de stockage requise est réduite. Un stockage d'appoint limité ne permet donc pas au système PV d'assurer une partie du pic de soirée ou la charge au cours d'éventuels passages nuageux, les réserves nécessaires dépassent largement des capacités de taille raisonnable.

Avec ressource, les heures de stockage exigées pour réduire la charge pointe baissent. On note une diminution de l'ordre de 20 % lorsque l'on travaille avec le PV. Cependant ces valeurs restent trop importantes.

Tableau I. 9 : Stockage minimum nécessaire avec et sans ressource en fonction de l'écrêtage désiré et du taux de couverture (« système-heures »)

Taux de couverture		Ecrêtage : 15 %	Ecrêtage : 25 %	Ecrêtage : 35 %
12 %	avec PV	5,89	15,6	30,6
	sans PV	6,77	19,5	34,6
23 %	avec PV	2,70	6,85	13,3
	sans PV	3,38	9,8	17,3

Nous avons observé que le stockage sur les heures d'ensoleillement est moins important que celui nécessaire pour couvrir les besoins sur la journée complète et que le taux de couverture influe nettement sur la demande de stockage. Par ailleurs, plus la demande d'écrêtage augmente plus le nombre d'heures de stockage nécessaire s'éloigne de celui qui est indispensable sans cette ressource.

Les résultats obtenus lors de la simulation sur les heures d'ensoleillement diminuent les contraintes de stockage mais cependant pas suffisamment. Nous obtenons, pour un taux de couverture de 12 % et un écrêtage de 15 %, une valeur de 6,77 « système-heure » sans ressource (soit environ 338 MWh/jour), et 5,89 « système-heure » (soit 295 MWh/jour). Il est vrai que les réserves d'énergie baissent en fonction du mode d'étude mais elles restent extrêmement élevées et irréalistes, même pour un écrêtage moyen. La courbe de charge de la Corse n'est actuellement pas favorable à ce type de ressource diurne car les pointes apparaissent dans la nuit et demandent des unités de stockages beaucoup trop importantes

En revanche, si l'on étudie le stockage minimum nécessaire avec et sans ressource sur les heures d'ensoleillement (*Tableau I.10*), la diminution est beaucoup plus franche que précédemment. Les résultats présentent un intérêt pour un taux de couverture de 23 % et un écrêtage de 15 % mais la valeur du stockage nécessaire représente quand même près d'un « système heure ».

Tableau I.10 : Stockage minimum nécessaire avec et sans ressource pour un taux de couverture de 12 % et de 23 % (« système-heures ») sur les heures d'ensoleillement

Taux de couverture		Ecrêtage : 15 %	Ecrêtage : 25 %	Ecrêtage : 35 %
12 %	avec PV	2,66	8,44	16,31
	sans PV	5,28	12,43	19,6
23 %	avec PV	0,99	3,35	7,45
	sans PV	2,64	6,22	9,79

Pour compléter notre étude, nous avons porté dans les *Tableaux I. 11 à I.14*, les résultats relatifs aux mois de janvier et d'août (totalité des heures et heures d'ensoleillement).

Tableau I.11 : Stockage minimum nécessaire avec et sans ressource en fonction de l'écrêtage désiré et du taux de couverture - mois de Janvier (« système-heure »)

Taux de couverture		Ecrêtage : 15 %	Ecrêtage : 25 %	Ecrêtage : 35 %
12 %	avec PV	5,88	12,56	30,57
	sans PV	6,78	19,55	34,56
23 %	avec PV	2,70	6,85	13,29
	sans PV	3,39	9,78	17,28

Les résultats qui figurent dans le *Tableau I.11* montrent une nouvelle fois que plus le taux de couverture est élevé moins le stockage est important. Ces données sont quasiment identiques à celles obtenues pour l'étude annuelle ; ce qui est normal car la charge pointe annuelle a lieu au mois de janvier.

Si l'on considère les capacités de stockage nécessaires au cours du mois d'août (*Tableau I.12*), on note une diminution spectaculaire des réserves de stockage. Les valeurs pour un taux de couverture de 23 % et un écrêtage de 15 % sont de l'ordre de 0,76 « système-heure » soit 76 MWh (étude sur 24 heures).

Tableau I.12 : Stockage minimum nécessaire avec et sans - mois de Août (« système-heure »)

Taux de couverture		Ecrêtage : 15 %	Ecrêtage : 25 %	Ecrêtage : 35 %
12 %	avec PV	1,52	4,57	11,08
	sans PV	1,52	5,32	13,40
23 %	avec PV	0,76	2,12	4,73
	sans PV	0,76	2,66	6,70

L'étude sur les heures d'ensoleillement (*Tableaux I.13 et I.14*) montre une diminution nette des capacités de stockage par rapport à l'étude sur la totalité des heures néanmoins les valeurs nécessaires restent élevées. On observe également une forte différence entre les mois de janvier et d'août (facteur 2 à 5).

Les données simulées obtenues pour le mois d'août pour un écrêtage de 15 % et un taux de couverture de 23 % sont à prendre en considération. En effet, le stockage représente dans ce cas précis 0,39 « système-heure » en raison de la forte disponibilité de ce type d'énergie pendant l'été.

Tableau I.13 : Stockage minimum nécessaire avec et sans ressource en fonction de l'écrêtage désiré et du taux de couverture - mois de Janvier (« système-heures ») sur les heures d'ensoleillement

Taux de couverture		Ecrêtage : 15 %	Ecrêtage : 25 %	Ecrêtage : 35 %
12 %	avec PV	2,66	8,44	15,58
	sans PV	5,28	12,43	19,6
23 %	avec PV	0,99	2,78	5,80
	sans PV	2,64	6,22	9,80

Tableau I.14 : Stockage minimum nécessaire avec et sans ressource pour un taux de - mois de Août (« système-heures ») sur les heures d'ensoleillement

Taux de couverture		Ecrêtage : 15 %	Ecrêtage : 25 %	Ecrêtage : 35 %
12 %	avec PV	0,79	2,49	7,17
	sans PV	0,79	3,24	9,5
23 %	avec PV	0,39	1,08	2,78
	sans PV	0,39	1,62	4,75

Conclusion:

Ces résultats confirment que le fait de travailler sur les heures d'ensoleillement influence de manière positive les valeurs de l'énergie issue du stockage. Par ailleurs, ils offrent un grand intérêt car le stockage d'énergie minimum « Sto » est une mesure non statistique de la disponibilité effective par opposition à la puissance effective.

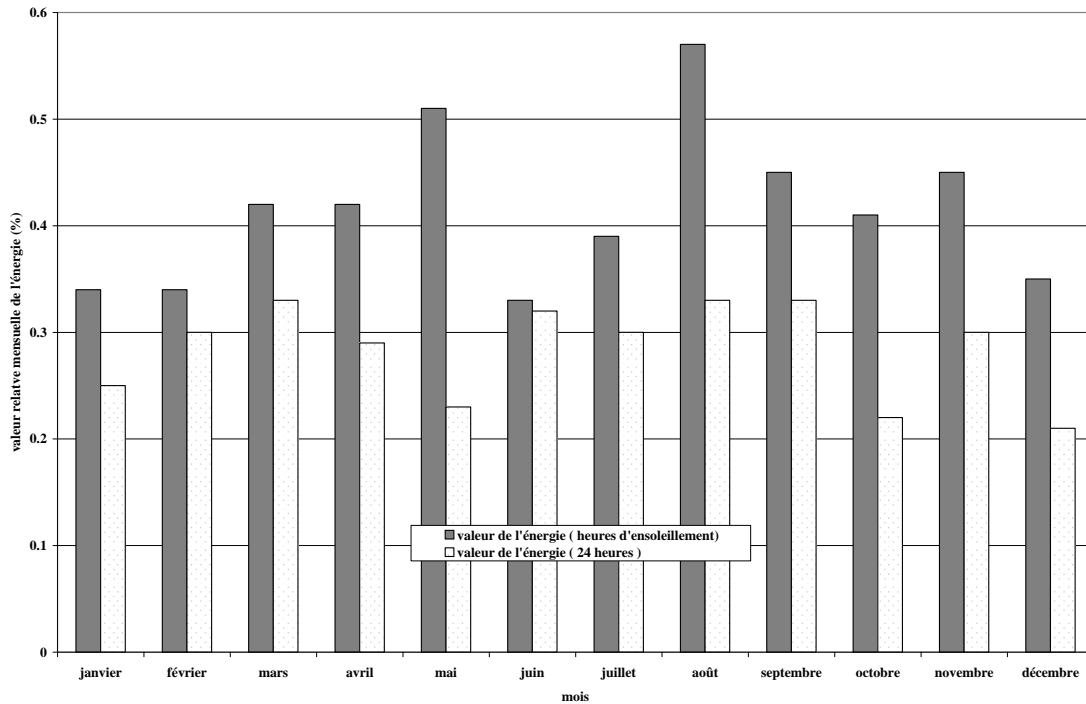
Sur le plan économique, la connexion d'une centrale PV couplée à un stockage permet de réduire les pics de charge et ainsi les coûts de production de l'énergie affectés à la compagnie d'électricité. Cependant en Corse, les unités de stockage nécessaires sont trop importantes et ne génèreraient pas d'économies en raison de l'investissement en matière de batteries, si on choisit ce type de stockage. Les bénéfices ne seraient visibles qu'à très long terme. Cette solution n'est donc pas, pour l'instant, envisageable sur l'île.

I.4.5. Valeur de l'énergie PV

Sur la *Figure I.12*, nous avons représenté, la valeur mensuelle de l'énergie PV produite par la centrale. Nous observons une tendance très asymétrique tout au long de l'année pour les deux stratégies d'étude. Ces valeurs sont la conséquence d'une synchronisation partielle entre la charge appelée et la puissance PV.

On remarque, que les valeurs mensuelles de l'énergie, calculées sur la totalité des heures, sont nettement en deçà de 0,5. Ces résultats indiquent que la corrélation entre la ressource PV et la charge appelée est très faible. Ils corroborent ceux obtenus lors de l'étude de la PE. Cependant, il existe une corrélation satisfaisante pour les mois de mai et août uniquement si l'on travaille sur les heures d'ensoleillement. Pour ces deux mois, la valeur de l'énergie est supérieure à 0,5 ; ce qui implique que la production PV et les exigences énergétiques du réseau insulaire (La Planète Bleue, 1992) sont synchrones.

Figure I.12. Valeur de l'énergie PV mensuelle



Si on compare nos résultats à ceux de la littérature, la valeur de l'énergie issue de ces distributions est égale à 0,67 sur le réseau de la Martinique (La Planète Bleue, 1992). Dans le cas de la Con Edison, la valeur de l'énergie est de 0,71 les jours de semaine uniquement (hors week-end) et de 0,62 pour tous les autres jours. Ces différentes valeurs largement supérieures au seuil de 0,5 attestent d'une meilleure corrélation entre la charge appelée et l'ensoleillement.

On peut remarquer une nouvelle fois que l'étude sur les heures d'ensoleillement produit plus d'énergie en phase avec les réseaux que l'option PV sur la totalité des heures du jour (Tableaux I.15 et I.16).

Tableau I.15. Valeur de l'énergie PV annuelle

Valeur de l'énergie PV annuelle(24 heures)	0,35
Valeur de l'énergie PV annuelle (heures d'ensoleillement)	0,45

Tableau I.16. Valeur de l'énergie PV pendant la période estivale

Valeur de l'énergie PV (24 heures)	0,45
Valeur de l'énergie PV annuelle (heures d'ensoleillement)	0,55

II.4.6. Le Taux de Disponibilité Effectif

A l'aide des quatre paramètres indépendants calculés précédemment, nous avons quantifié le taux de disponibilité annuel de la ressource photovoltaïque ainsi que le TDE sur la période estivale. Le TDE de l'option solaire en fonction du taux de couverture pour quatre valeurs du pourcentage de réduction de la pointe charge « pplr » (15 %, 25 % 35 % et 45 %) est illustré par les *Figures I.13 à I.16*.

La *Figure I.13* présente les résultats annuels sur la totalité des heures et la *Figure I.14* ceux sur les heures d'ensoleillement. On note dans les deux cas d'étude que toutes les courbes affichent la même tendance. En effet, quelle que soit la valeur du « pplr », on observe une nette augmentation du taux de disponibilité effectif puis à partir d'un certain seuil un léger fléchissement de ce même paramètre.

L'écart entre les courbes est à souligner car celui-ci diffère d'une figure à l'autre. Il est assez réduit si l'on travaille sur la totalité des heures alors qu'il est plus important si l'on considère uniquement les heures d'ensoleillement. Un faible écart indique que le taux de couverture solaire a une influence relative sur le TDE.

L'intérêt de présenter les résultats propres à la période d'ensoleillement se justifie une fois encore. Ils montrent les performances réelles des systèmes PV mais surtout le handicap imposé par la charge pointe qui apparaît en soirée.

Figure I.13 : TDE annuel (totalité des heures) en fonction du taux de couverture pour différentes valeurs du pplr

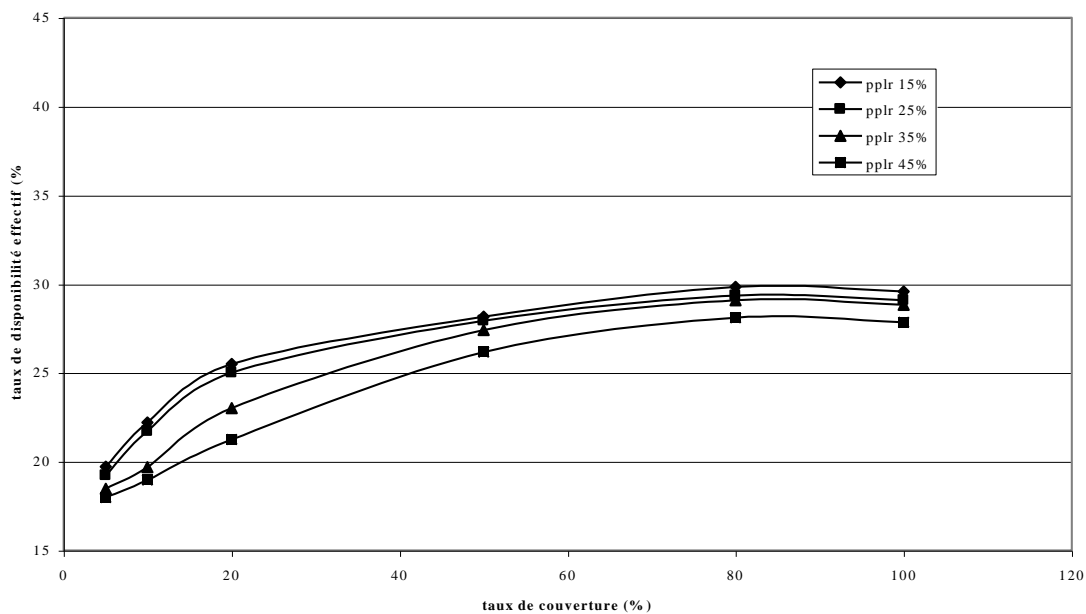
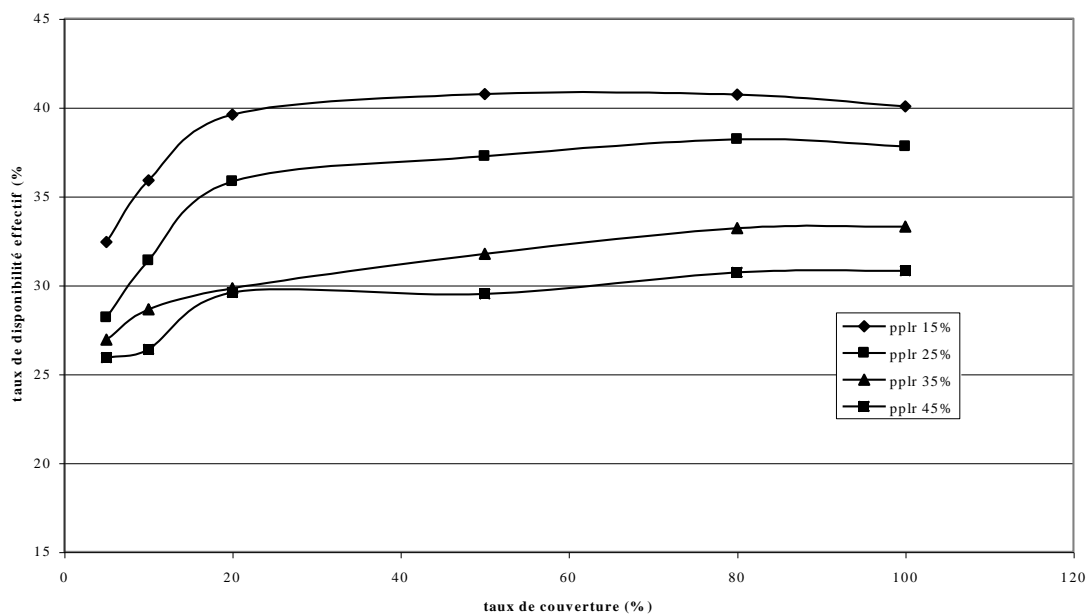


Figure I.14 : TDE annuel (heures d'ensoleillement) en fonction du taux de couverture pour différentes valeurs du pplr



On remarque également que plus le « pplr » est élevé plus le taux de disponibilité effectif est faible car ce dernier dépend fortement de la valeur du stockage nécessaire pour assurer une réduction importante de la charge pointe.

Le TDE affiche sur l'année des valeurs moyennes (entre 18 et 40 % suivant le cas d'étude). Pour un taux de couverture de 20 % et une « pplr » de 15 % le TDE atteint 40 % dans le cas de la simulation sur la totalité des heures. Par contre si l'on travaille sur les heures d'ensoleillement, il est de l'ordre de 25 %. Le différentiel est de 40 % selon la stratégie d'étude.

Les *Figures I.15 et I.16* présentent les résultats relatifs à la période estivale. Toutes les courbes suivent la même tendance. En effet, on remarque, une nouvelle fois, une croissance rapide, un léger pallier puis une diminution des valeurs pour un taux de couverture élevé.

Figure I.15 : TDE sur la période estivale sur la totalité des heures de la journée en fonction du taux de couverture pour différentes valeurs du pplr

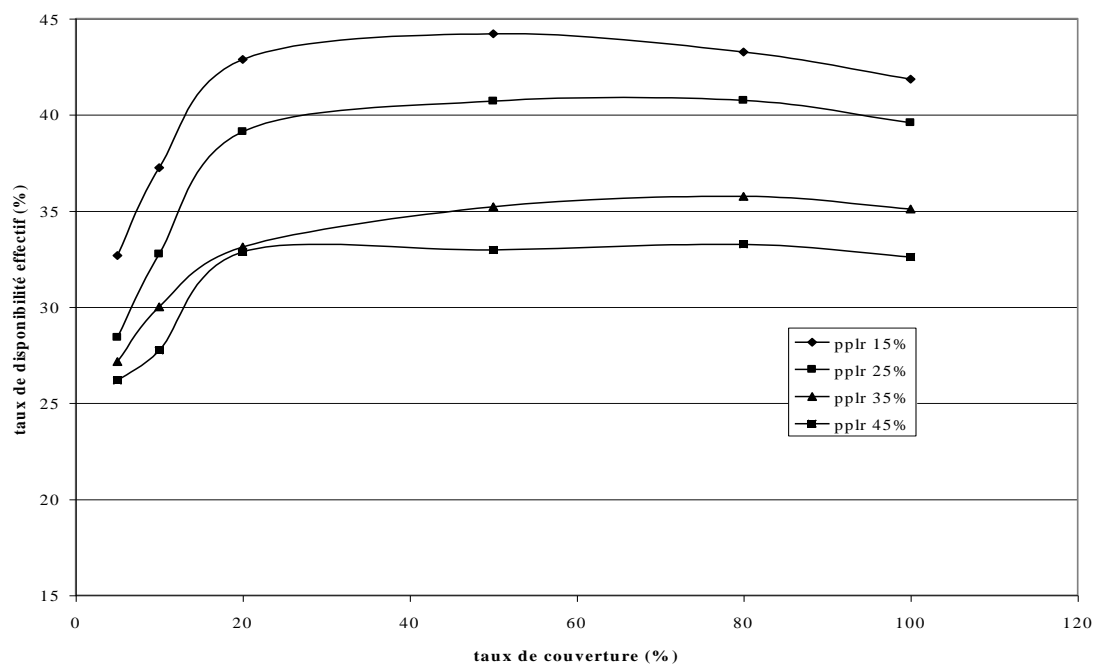
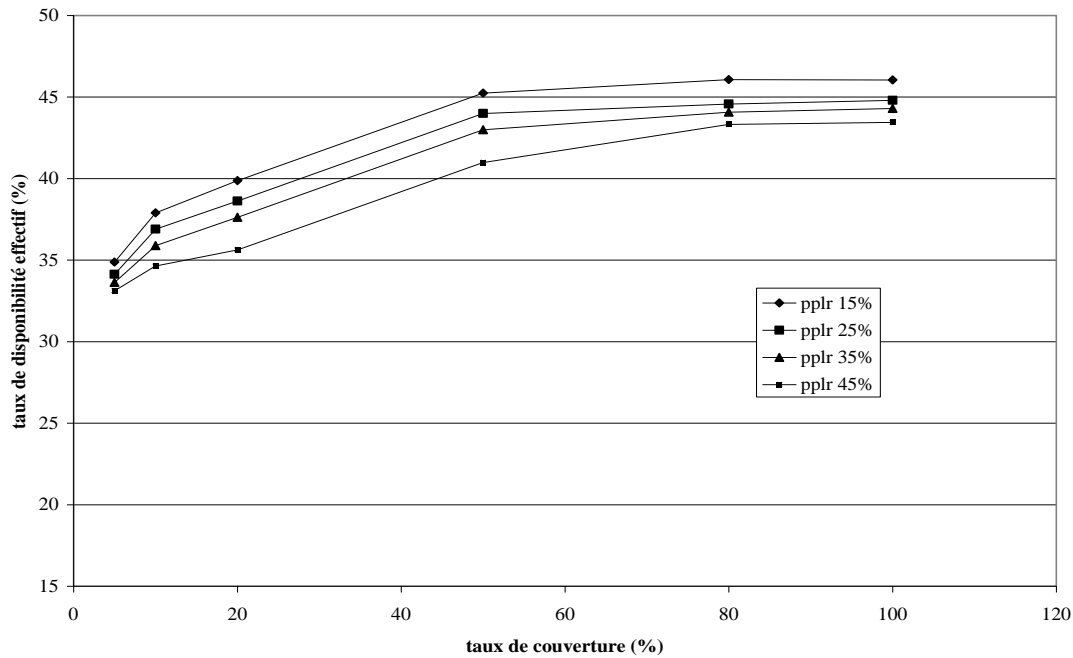


Figure I.16 : TDE sur la période estivale (heures d'ensoleillement) en fonction du taux de couverture pour différentes valeurs du pplr



Les courbes sont beaucoup plus éclatées dans le cas de l'étude sur la totalité des heures. Les résultats obtenus sur la totalité des heures (Figure I.15) atteignent 44 % pour un pplr de 15% et un taux de couverture de 50 % et seulement 45 % suivant les mêmes paramètres (Figure I.16) si l'on considère uniquement les heures d'ensoleillement. Cette très faible augmentation est la conséquence directe du profil de charge insulaire.

Dans le Tableau I.17, nous avons synthétisé les valeurs du TDE pour une centrale de 50 MWc selon chacune des périodes étudiées.

Tableau I.17. Taux de Disponibilité Effective pour une centrale photovoltaïque de 50 MWc

Réduction de la pointe	Taux de couverture	15 %	35 %	PER
Période annuelle	13 %	22 %	19 %	9,5 %
Période Estivale	18 %	42 %	32 %	21,5 %
Période Estivale Heures d'ensoleillement	19 %	39 %	37 %	33 %

Les valeurs du TDE que nous avons présentées ne sont pas aussi satisfaisantes que celles obtenues au cours de l'été pour les heures de pics de charges de certaines régions d'électricité américaines (Perez, 1993). En effet, la TDE peut atteindre 80 % au cours de ces périodes. Cependant, on peut difficilement utiliser ces valeurs comme éléments de comparaison car sur l'île les pics de charge en Corse apparaissent en soirée. De même, en Martinique (Rapport Ademe, Energie Eolienne, 1992), le TDE pour des taux de couverture similaire est de l'ordre de 60 %, confirmant pour cette région que la production électrique PV peut être beaucoup plus fiable que celles des ressources purement aléatoires.

I.5. CONCLUSION

L'objectif principal de cette étude a été d'estimer le taux de disponibilité effectif de la ressource solaire sur le territoire insulaire. Pour atteindre ce but, nous avons déterminé quatre paramètres indépendants pour quantifier le TDE. Les résultats obtenus pour ce dernier sont insuffisants et montrent que la ressource solaire ne peut être utilisée comme support fiable pour le réseau électrique.

Les modèles utilisés et décrits dans ce chapitre ont montré qu'il est possible d'alimenter une partie de la charge appelée sur le réseau électrique EDF de la Corse au cours des heures d'ensoleillement. En effet, une coïncidence partielle est observée si l'on tient compte uniquement de cette période. Cependant, elle est très faible car le pic de charge horaire se produit en soirée et ne peut, ni être assuré, ni même être nivelé par le système PV connecté au réseau électrique.

Par ailleurs, ce travail confirme de façon quantitative qu'en raison de la faible coïncidence temporelle entre les besoins de puissance en période de pointe et de la disponibilité de l'énergie solaire, cette dernière n'a pas une valeur importante en termes de capacité supplémentaire sur le réseau électrique. Nous avons, également, pu mettre en évidence que le pourcentage de la puissance installée de 50 MWc préconisée par P.Poggi (1995) pouvait être garanti.

La PE de la puissance PV installée est calculée pour des systèmes PV sans stockage. Afin d'augmenter ce paramètre quelques heures de stockage tampon peuvent s'avérer nécessaires, en supposant que la capacité du système PV installée n'est pas supérieure à 20 % de la charge maximum de l'entreprise d'électricité (La Planète Bleue, 1992). De cette façon, la valeur du TDE augmenterait de façon importante.

Pour que la coïncidence soit importante voire totale, il faudrait que les systèmes photovoltaïques alimentent essentiellement des bâtiments administratifs, des écoles ou des entreprises. De cette façon, la charge appelée pourrait concorder avec la production PV et les résultats seraient bien plus encourageants.

Tout au long de ce chapitre, nous avons analysé l'impact de centrales PV connectées au réseau électrique. Il serait, à présent, intéressant d'étudier une application spécifique de l'utilisation des systèmes PV connectés au réseau électrique qui concerne le renforcement des bouts de lignes électriques sur le réseau Basse Tension. En effet, aux extrémités du réseau, la qualité de la tension se détériore lorsque la demande en électricité augmente et l'installation de systèmes photovoltaïques peut permettre de redresser la tension et ainsi d'améliorer le confort du consommateur.

Le rôle des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique est alors de pallier les chutes de tension qui peuvent survenir en bout de ligne électrique. Il doit cependant exister une coïncidence temporelle entre la demande et la production PV pour que les chutes de tension puissent être réduites. Dans ce cas particulier, le système énergétique photovoltaïque apporte un service complémentaire qui est la « satisfaction » du « client EDF ».

Le chapitre suivant sera donc consacré à cet objectif. Nous nous focaliserons plus particulièrement sur les systèmes PV en toiture qui connaissent une essor important de nos jours. En effet, ils présentent l'avantage majeur de produire de l'électricité sur le lieu de la demande tout en réduisant les pertes de distribution et en s'intégrant dans l'architecture d'un bâtiment.

CHAPITRE II :
RENFORCEMENT DES BOUTS DE LIGNE ELECTRIQUE :
LA SOLUTION PHOTOVOLTAÏQUE

II.1. INTRODUCTION

Les énergies renouvelables commencent à jouer un rôle prépondérant dans le secteur énergétique des pays industrialisés. Ainsi le Japon, les Etats Unis et l'Allemagne apparaissent comme les leaders de ce marché en pleine évolution technologique et économique. De nombreux projets de recherche et développement accélèrent la croissance de la technologie PV et de récents progrès dans ce domaine justifient le fait que cette forme d'énergie est amenée à jouer un rôle important et croissant dans le futur.

En effet, depuis quelques années, l'utilisation de ces systèmes comme part intégrante des façades d'immeubles (fenêtres, murs, toits) est en progression constante dans certains pays européens (Allemagne, Suisse, Autriche) (Little, 1995). Ils ont commencé à être installés en Europe dès 1991 (Hossain, 1994) et l'objectif européen pour l'intégration du PV dans le bâtiment est d'environ 1300 MW pour l'année 2010. Le Japon, quant à lui, espère atteindre 4,8 GW (Direction de la Technologie, 2005) et les Etats-Unis ont planifié un programme d'un million de toits solaires (Yordi, 1997).

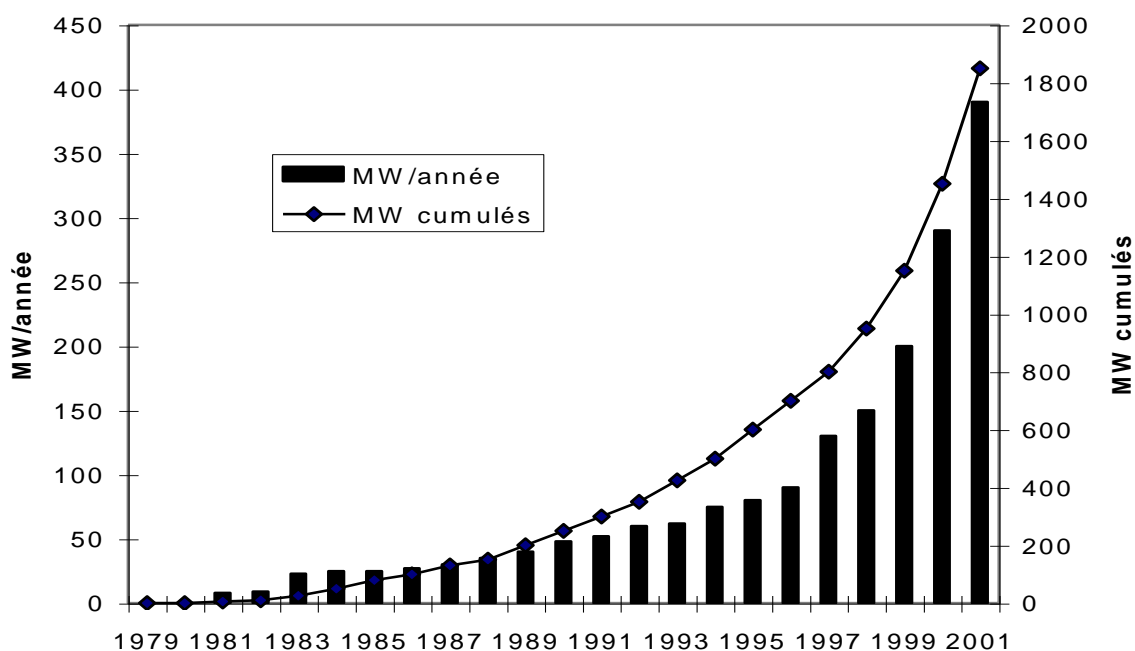
Le marché des petites unités photovoltaïques intégrées au bâtiment est donc considéré comme étant le plus prometteur de l'industrie PV car il représente plus de 50% (IEA, 2002) des applications photovoltaïques dans le monde. Il peut donc devenir encore plus important car au niveau mondial, l'énergie consommée par les habitations représente 33 % de l'énergie consommée totale (European Commission, 1996).

Comme le montre la *Figure II.1* (IEA, 2002), les applications PV reliées au réseau ne cessent de progresser dans les pays industrialisés. Cela en raison des aides qui se multiplient pour l'installation de systèmes PV reliés au réseau et intégrés dans l'habitat, individuel ou collectif, sur les toits ou dans le corps des bâtiments.

Les avantages de tels systèmes sont nombreux. En effet, comme la demande d'électricité ne cesse d'augmenter, leur utilisation permet de limiter les méfaits des énergies

conventionnelles sur l'environnement. C'est d'ailleurs la motivation essentielle des pays en voie de développement (Kremer, 1997). Par contre dans les pays industrialisés, la connexion au réseau électrique est surtout effectuée dans le but d'écarter la charge (Heilscher, 1997 ; Wenger, 1992), d'éviter les chutes de tension pendant les périodes de forte demande (Perez 2001) ou de renforcer les bouts de lignes électriques (Hasti, 1994 ; Moschella, 1994 ; Travers, 1994 ; Ter Horst, 1994 ; Zahedi, 2006).

Figure II.1 : Développement mondial du marché PV entre 1979 et 2001



Ce chapitre présente les résultats d'une étude réalisée en vue de quantifier les avantages de la production photovoltaïque en toiture raccordée au réseau électrique Corse. 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.

Après avoir mis en évidence les chutes de tension sur le site d'étude, nous avons développé des modèles de simulation visant à renforcer le bout de ligne choisi au moyen de systèmes PV en toiture. Cette modélisation dynamique a été couplée à une analyse économique afin de trouver le système optimum pour une charge et un bout de ligne électrique basse tension donnés. Par ailleurs, les performances du système associées au couple optimum ont été analysées sous la forme de pertes évitées et de distribution de l'énergie.

Nous avons poursuivi notre travail avec l'étude de l'ajout d'un parc de batteries destiné à pallier les chutes de tension apparaissant au cours des périodes sans ensoleillement (nuit, passages nuageux ...). Une nouvelle étude économique nous a permis de déterminer le couple optimal (Surface, Capacité) qui mène à une satisfaction totale du consommateur.

II.2. LES CHUTES DE TENSION

Avant d'examiner quelles évolutions peuvent résulter du développement de la production décentralisée, nous nous proposons de rappeler quelques caractéristiques du réseau électrique français et de son exploitation.

II.2.1. Quelques rappels sur le réseau électrique français (EDF)

En France, la majorité de l'énergie électrique est fournie par de grosses centrales. Celles-ci sont reliées au réseau national de grand transport et d'interconnexion dont la tension est de 400 kV. A partir de ce réseau, l'électricité est transformée en tension 225 kV, 90 kV et 63 kV. Elle est ensuite acheminée par un réseau dit de répartition ou réseau régional jusqu'aux postes sources où l'électricité est à nouveau transformée en tension plus basse

pour être délivrée à la majorité des clients, à travers un réseau moyenne et basse tension (230 V) dit réseau de distribution.

II.2.2. Critères de qualité

L'exploitation du système électrique consiste à assurer, à tout moment, l'équilibre entre la demande et la production, tout en limitant les transits d'énergie aux valeurs supportables par les différents tronçons du réseau et en maintenant les paramètres électriques fondamentaux (fréquence, tension) dans les plages bien définies à la fois pour les clients, les producteurs et de la sûreté de fonctionnement. Par conséquent, l'objectif poursuivi est de fournir aux clients une électricité de qualité.

Une telle contrainte de qualité implique la continuité de la fourniture, la qualité de l'onde en fréquence et en tension ainsi que de la capacité à répondre aux à-coups de la demande sans dégradation de l'onde. Cette qualité se mesure selon trois critères : la fréquence, la tension et la continuité de fourniture.

- ❑ la fréquence, normalisée à 50 Hertz en Europe, résulte de l'équilibre constant entre production et consommation ;
- ❑ la tension doit rester constante, malgré des variations dues à la puissance transitée et la distance parcourue depuis le transformateur ;
- ❑ La continuité de fourniture : il s'agit de limiter au maximum les coupures grâce à une surveillance du réseau 24 heures sur 24.

Le développement, le renforcement de réseaux et le réglage de la tension en basse tension ont pour but d'assurer une fourniture d'électricité au client final adaptée aux performances de ses appareils électriques. Les textes normatifs et réglementaires en imposant des contraintes de fonctionnement au réseau du distributeur d'électricité, à l'installation

intérieure du client et aux appareils électriques sont conçus pour atteindre cet objectif. Un ensemble de règles assurant une mise en cohérence européenne de fonctionnement entre le réseau de distribution et les matériels installés chez les clients a été établi en 1996 (EDF, Thornycroft, 1997) :

le matériel électrique doit fonctionner dans les plages 230 V, + 6 % - 10 %.

II.2.3. Définition et calcul des chutes de tension

Les centrales électriques satisfont la demande des utilisateurs en produisant de l'électricité et en la distribuant à travers un vaste réseau de transport et de distribution (T&D). Mais lorsque la demande dépasse un certain niveau, la capacité de transport et de distribution peut être soumise à des contraintes d'intensité et / ou de tension.

Les chutes de tension qui apparaissent sur les bouts de ligne 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 chutes de tension supérieures à -10% sont problématiques car elles entraînent un manque de confort pour le client ; c'est la raison pour laquelle la différence de tension doit être compensée par la compagnie d'électricité.

Jusque dans les années 1980, les possibilités techniques de suivi des réseaux de distribution étaient limitées. Seules les mesures faites chez les clients étaient réalisables techniquement, mais lourdes à mettre en œuvre et difficiles d'interprétation. En effet, la lecture du niveau de la chute de tension chez le consommateur ne permettait pas de déduire la répartition entre les différentes parties du réseau de distribution :

- calage du niveau de tension au départ du poste Haute Tension/Moyenne Tension (HT/MT) ;
- chute de tension sur le réseau MT ;
- chute de tension dans le transformateur ;
- chute de tension sur le réseau Basse tension (BT) ;
- chute de tension dans le branchement.

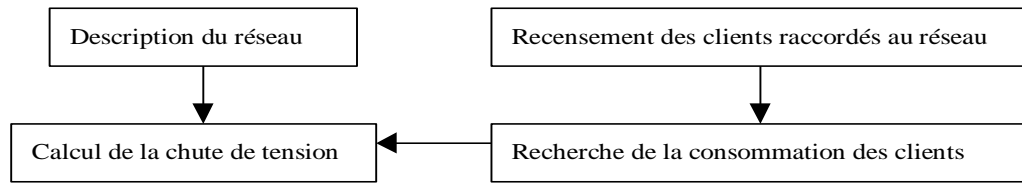
De la mesure, il est donc difficile de déduire correctement la nature des renforcements éventuels à réaliser.

Durant cette période, la sélection des renforcements BT était essentiellement réalisée à partir des réclamations des clients, confirmées éventuellement par des mesures. Cette démarche présentait l'inconvénient majeur de ne pas anticiper les renforcements. Les particuliers ne manifestant leur gêne qu'après un délai souvent long et les travaux de renforcement demandant, ensuite, des délais de programmation importants, le système mis en place ne pouvait assurer une mise en œuvre correcte des obligations normatives et de ce fait, une satisfaction convenable des attentes de la clientèle.

Depuis, les progrès techniques et notamment le développement des outils informatiques ont rendu possible la conception d'un calcul d'état des réseaux appuyé sur la constitution d'une base de données décrivant le réseau et sur un outil de calcul des charges appelées.

A partir de la connaissance de l'architecture du réseau et de la liste des utilisateurs raccordés, il est possible de calculer la chute de tension affectant un départ basse tension. Le lien « réseau / client » est assuré par un positionnement de chaque client sur le réseau réalisé au moment de sa mise en service.

Figure II.2 : calcul de la chute de tension d'un départ



Les caractéristiques du bout de ligne, le schéma précédent (Figure II.2), 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. Ceux-ci sont de longueur et de caractéristiques électriques différentes. Pour chaque segment et chaque heure, la chute de tension horaire mensuelle est simulée. Pour connaître la chute de tension du client final 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, 1995 ; Thornycroft, 1997) :

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

- où :
- R : résistance linéique d'un conducteur (Ω /km) ;
 - X : réactance linéique d'un conducteur (Ω /km) ;
 - $P_i = \sum_{j=i}^n P_j$ est la puissance cumulée appelée par la charge (kW) ;
 - $\text{tg} \varphi = 0,4$;
 - L_i = longueur du dipôle (km).

Remarque : la chute de tension du transformateur, égale à 1%, est prise en compte dans l'équation II.1 (Barlier, 2002 ; EDF, 1994)

Par hypothèse, tout au long de notre travail, nous considérerons que toutes les puissances sont constantes sur l'heure.

II.2.4. Renforcement des bouts de ligne électriques

Les compagnies d'électricité doivent maintenir la tension du consommateur dans les plages de tension autorisée, car la tension en fin de ligne, bien inférieure à celle en sortie de transformateur, induira des chutes de tension. Lorsque la tension du client est insuffisante en raison des chutes, Electricité de France (EDF) a plusieurs alternatives :

- ❑ installer des régulateurs de tension ;
- ❑ remplacer le transformateur si il est sous-dimensionné ;
- ❑ reconstruire le bout de ligne ;
- ❑ modifier le calibre des câbles (*Figure II.3*) ;
- ❑ réaliser une extension de ligne (*Figure II.4*) ;

EDF prend généralement en compte les deux dernières options.

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 (*Figure II.5*). 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.

La *Figure II.3* illustre le remplacement du matériel électrique à partir du poste de transformation (MT/BT). Le schéma montre le parcours de l'électricité de la centrale jusqu'à l'habitation.

Remarque : Avec l'aide de documents EDF, nous avons déterminé le coût d'un renforcement de bout de ligne après modification du calibre des câbles. Le détail du calcul est présenté en *Annexe 2*.

Figure II.3: Remplacement du matériel afin qu'il soit adapté à la charge

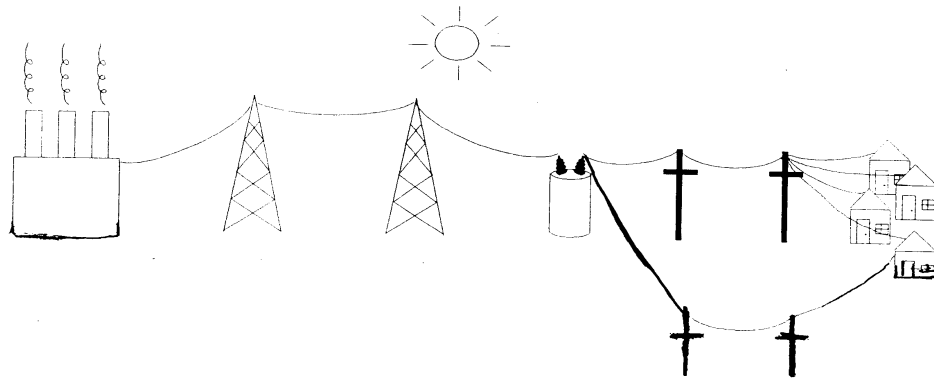


Figure II. 4 : Extension du réseau à partir d'un réseau voisin

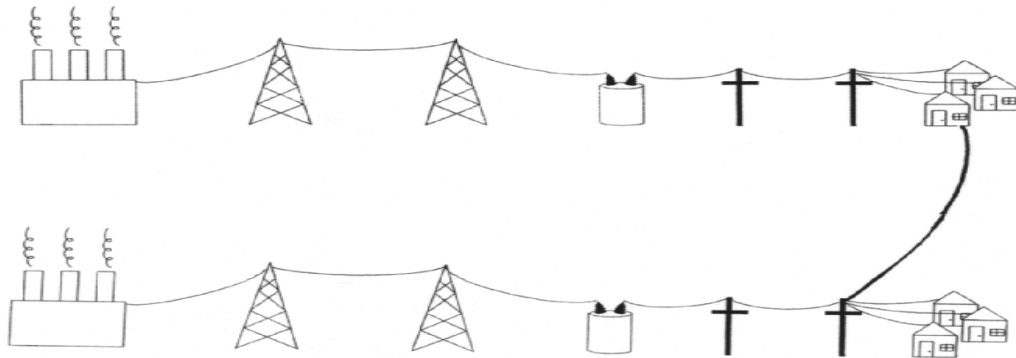
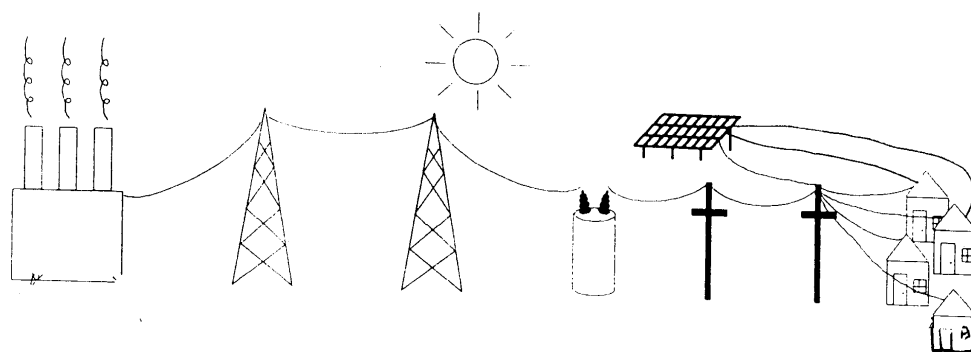


Figure II.5 : Systèmes photovoltaïques en toiture connectés au réseau électrique



II.3. REDUCTION DES CHUTES DE TENSION – LA SOLUTION PV

II.3.1. Introduction

Les installations photovoltaïques (Kamel, 1995) reliées au réseau et intégrées dans les bâtiments, résidentiels ou tertiaires, sont perçues comme étant les plus prometteuses du XXI^e siècle. Cependant, le couplage d'installations photovoltaïques sur le réseau public semble, à priori, surprenant. En effet, il peut paraître illogique de combiner les avantages d'un système d'énergie décentralisé avec les inconvénients des réseaux d'énergie centralisés. Pourtant, 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.

Afin d'optimiser les avantages pour le réseau de transport et de distribution d'EDF, nous avons recherché un site sur lequel le photovoltaïque allégerait les surcharges thermiques du transformateur et des conducteurs. Celles-ci peuvent se produire lorsque le courant et l'énergie, qui les traversent, dépassent leur puissance nominale. Comme nous l'avons vu, il arrive souvent qu'elles soient corrigées en modifiant le calibre des conducteurs sur la ligne, en modernisant le groupe de transformateurs ou en ajoutant un autre circuit. Les études sur les transits d'énergie effectués 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).

Outre la diminution de ces surcharges, les systèmes PV connectés au réseau électrique possèdent d'autres avantages ; notamment les économies de pertes par effet Joule, et l'augmentation de la fiabilité et de la valeur de la puissance des réseaux T&D.

II.3.2. Principe de fonctionnement

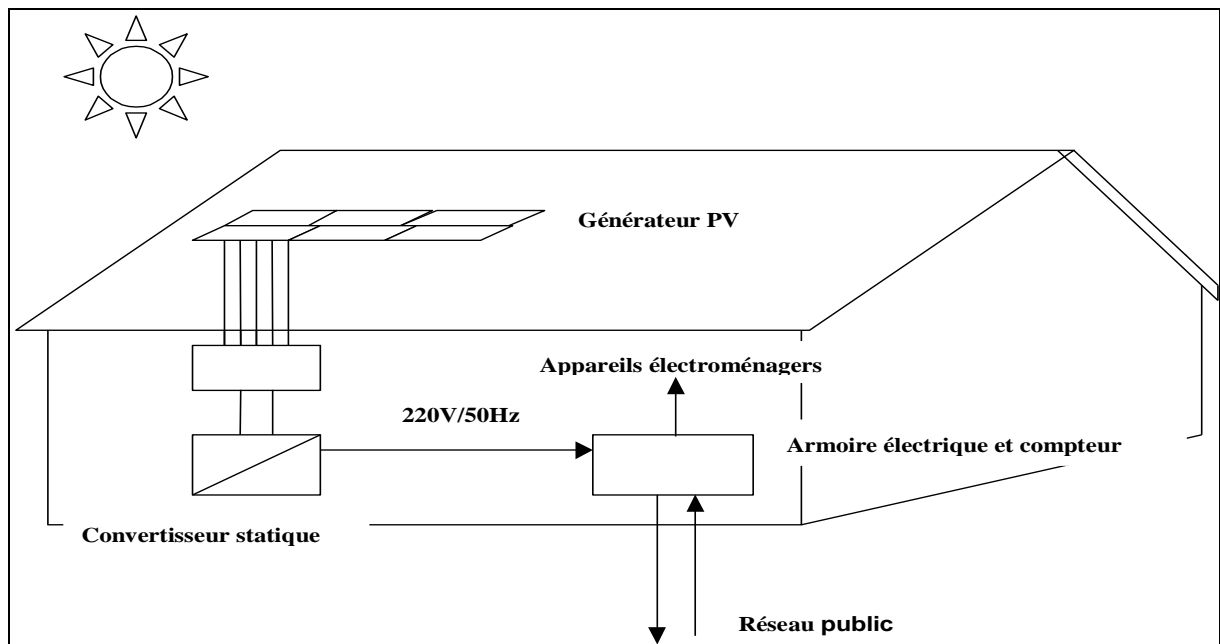
L'installation photovoltaïque surimposée en toiture et couplée au réseau se compose de quatre sous-systèmes simples (*Figure II.6*) :

- le générateur photovoltaïque intégré au bâtiment (façade, toiture) ;
- le coffret de raccordement où sont raccordés les modules photovoltaïques avec sectionneurs et protections ;
- l'onduleur synchrone transformant le courant continu en courant alternatif conforme aux normes du réseau ;
- le tableau électrique du bâtiment avec les protections où le courant alternatif est injecté et où se trouve également le compteur d'énergie.

Le courant continu produit par le générateur PV, transformé au moyen d'un onduleur en courant alternatif conforme au réseau électrique Basse Tension, alimente directement le réseau domestique connecté au réseau public. Le courant produit est alors fourni à tous les appareils raccordés (appareils électroménagers, lampes...). Si l'énergie solaire générée ne suffit pas, le supplément d'énergie nécessaire est puisé automatiquement dans le réseau public qui assure ainsi le fonctionnement des appareils branchés. Le surplus de courant PV

non utilisé pour la consommation propre est injecté directement sur le réseau public et est disponible pour les autres consommateurs d'électricité.

Figure II.6 : Schéma de principe d'une installation PV intégrée en toiture



II.3.3 Avantages

Les systèmes en toiture connectés au réseau présentent de nombreux avantages :

- *efficacité* : les modules PV sont fixes et ne nécessitent aucune maintenance ;
- *simplicité* : les systèmes PV sont composés de modules et d'un onduleur ;
- *modularité* : des systèmes de quelques watts à plusieurs mégawatts peuvent voir leur capacité augmenter par l'adjonction de nouveaux modules (Muller, 1997) et

d'onduleurs supplémentaires ; de cette façon EDF n'a pas à sur-dimensionner le transformateur en cas d'augmentation de la charge appelée ;

- *gain d'espace* : aucun impératif en matière de terrain (Spooner, 1995) et donc protection de l'environnement;
- *production d'électricité sur le lieu de la demande.*

Par ailleurs, le couplage au réseau contribue doublement à augmenter le rendement annuel du générateur. D'une part, parce que la production n'est pas limitée par la capacité du stockage et d'autre part car les pertes de transfert à travers ce stockage sont minimisées.

Effets des producteurs sur la tension

Lorsque le générateur PV produit de l'énergie, la puissance fournie par le réseau de distribution est en partie compensée ce qui diminue la chute de tension entre le poste source et le point de raccordement du producteur. 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.

Ce genre de projet fournit donc un nouvel usage de l'énergie PV en tant qu'élément capable de réguler et d'améliorer la fourniture d'énergie conventionnelle. Les systèmes PV en toiture favorisent ainsi l'amélioration de la tension du système (Hasti, 1994 ; Horst, 1994 ; Shugar, 1992 ; Wenger, 1992 ; Wenger, 1994), le nivellement de la charge (Imamura, 1997, Kaye, 1997) mais également la réduction des pertes électriques (EUREC, 1998 ; Hoff, 1995 ; Schmid, 1995 ; Schoen, 1997 ; Söder, 1996). L'efficacité de distribution du système ainsi que la capacité de transport du système s'en trouvent augmentées (Haas, 1995).

Conclusion

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.

II.4. METHODOLOGIE ET ANALYSE

A partir de données d'irradiations globales inclinées (sous un angle de 30°), des profils saisonniers de consommation et de la connaissance des paramètres du bout de ligne étudié, le comportement du système énergétique est simulé. Celui-ci doit abaisser la valeur des chutes de tension, 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 au client réduisant de ce fait l'énergie fournie par le réseau et par conséquent, les chutes de tension.

Le présent travail consiste à déterminer si les systèmes PV en toiture peuvent réellement réduire les demandes de pointe sur le réseau BT et de ce fait les chutes de tension.

Nous allons tout d'abord présenter le site d'étude ainsi que les caractéristiques électriques qui lui sont associées. Puis, à partir des données météorologiques et du modèle de simulation des systèmes photovoltaïques, nous allons détailler la méthode qui permet de déterminer le système optimal. Une étude des performances du système conclura ce paragraphe.

II.4.1. Présentation du bout de ligne étudié

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 (*Annexe 2*) 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. En effet, il a été montré dans des études ultérieures (Cross, 1997 ; Muselli, 1998) que d'un point de vue solaire, les données d'irradiation ne sont plus valides au-delà d'une distance supérieure à 20 km du site de collecte.

II.4.1.a. Critères de sélection

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 thermiques. Nous avons établi une liste de critères généraux auxquels le site doit répondre :

- les chutes de tension doivent être fréquentes au cours de la journée ;

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

II.4.1.b. Description du bout de ligne étudié

Suivant les 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. Le site en question comme la plupart des sites présentant des chutes de tension dans cette région n'est confronté aux problèmes des chutes que de façon ponctuelle. C'est la raison pour laquelle nous avons décidé d'augmenter le nombre de connexions au réseau électrique afin de faire apparaître des chutes de tension tout au long de la journée et d'obtenir de cette façon un modèle d'étude cohérent. 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 et de la résistance 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 aidés à construire le bout de ligne. Les paramètres propres à chaque segment (dipôle) sont présentés dans les *Tableaux II.1 et II.2.*

Tableau II.1 : Paramètres électriques du bout de ligne étudié

Résistance de ligne (Ω/km)	Réactance de ligne (Ω/km)
0,693	0,35

Tableau II.2 : Base de données concernant les 8 dipôles

Numéro de dipôle	Nombre de clients connectés	Longueur du dipôle (km)
1	8	0,08
2	14	0,14
3	12	0,12
4	19	0,2
5	5	0,05
6	10	0,1
7	6	0,06
8	4	0,04

II.4.1.c. Profil de consommation

La connaissance d'un profil de consommation est nécessaire au calcul de la rentabilité d'un système photovoltaïque relié au réseau. L'idéal serait un profil réel heure par heure, prenant en compte également les jours fériés et les vacances. Mais 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

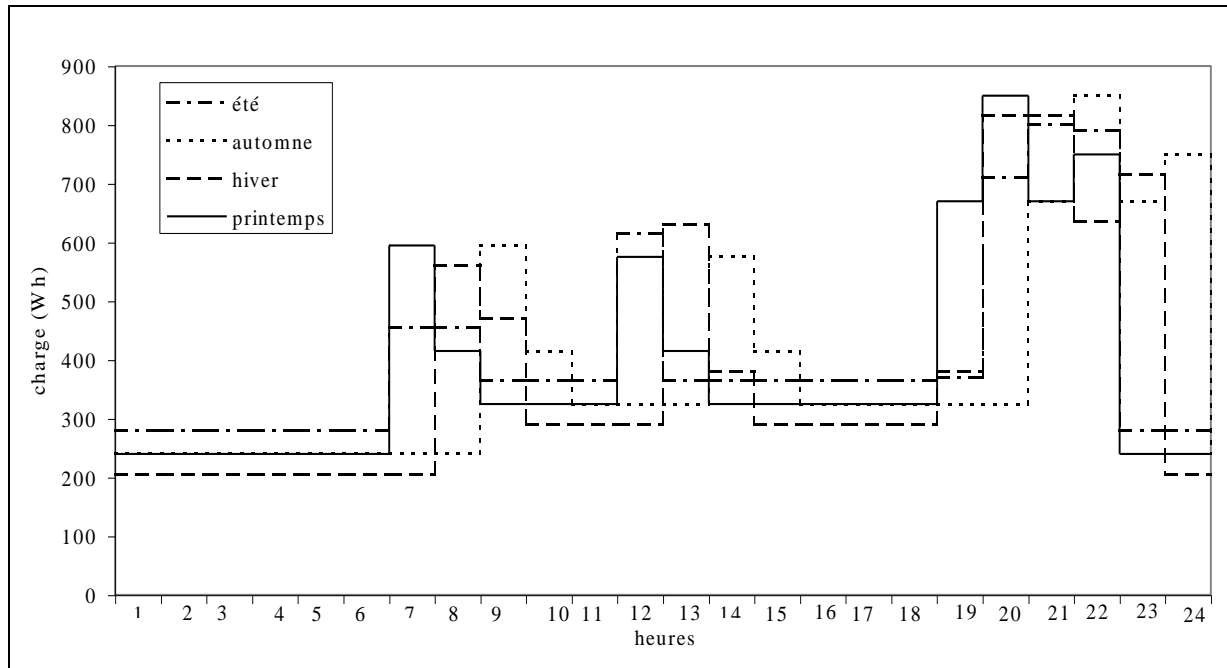
oeuvre en raison des coûts importants qu'elle entraîne ; par conséquent, elle n'a pas été envisagée dans le cadre de notre étude.

Nous avons donc opté pour un profil de consommation horaire saisonnier d'environ 9 kWh/jour (Munyati, 2001), identique pour chaque utilisateur (*Figure II.7*). Les courbes de charges de l'habitation ont été créées à partir des puissances de charges ajoutées de différents appareils électriques (Ambrosone, 1985).

Le train de vie individuel influence grandement le schéma de la consommation d'énergie. Dans notre cas, les usagers quittent leur domicile en début de matinée, ce qui engendre une forte diminution de la demande électrique des appareils électroménagers. Nous remarquons des pics de charges aux alentours de midi et en début de soirée. Après 13 heures la demande est minimale. Le générateur photovoltaïque peut donc assurer une partie de la charge électrique du bâtiment. En cas d'excédent, la résidence devient « producteur d'électricité ».

Comme nous l'avons décrit dans le premier chapitre, si l'on considère le profil de charge d'une industrie ou d'une administration, il existe une meilleure corrélation entre la demande et la production en comparaison au secteur domestique. C'est le cas également des groupes scolaires (Burger, 1992 ; Photowatt, 1998). Lorsque les écoles sont ouvertes, leur mode de consommation correspond exactement à celui fourni par des centrales thermique classiques. Ce type de structure présente un avantage non négligeable notamment en été au moment de la fermeture des établissements scolaires car l'énergie excédentaire est vendue au réseau.

Figure II.7 : Profils de consommation saisonniers



II.4.2. Dimensionnement du système en toiture

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.

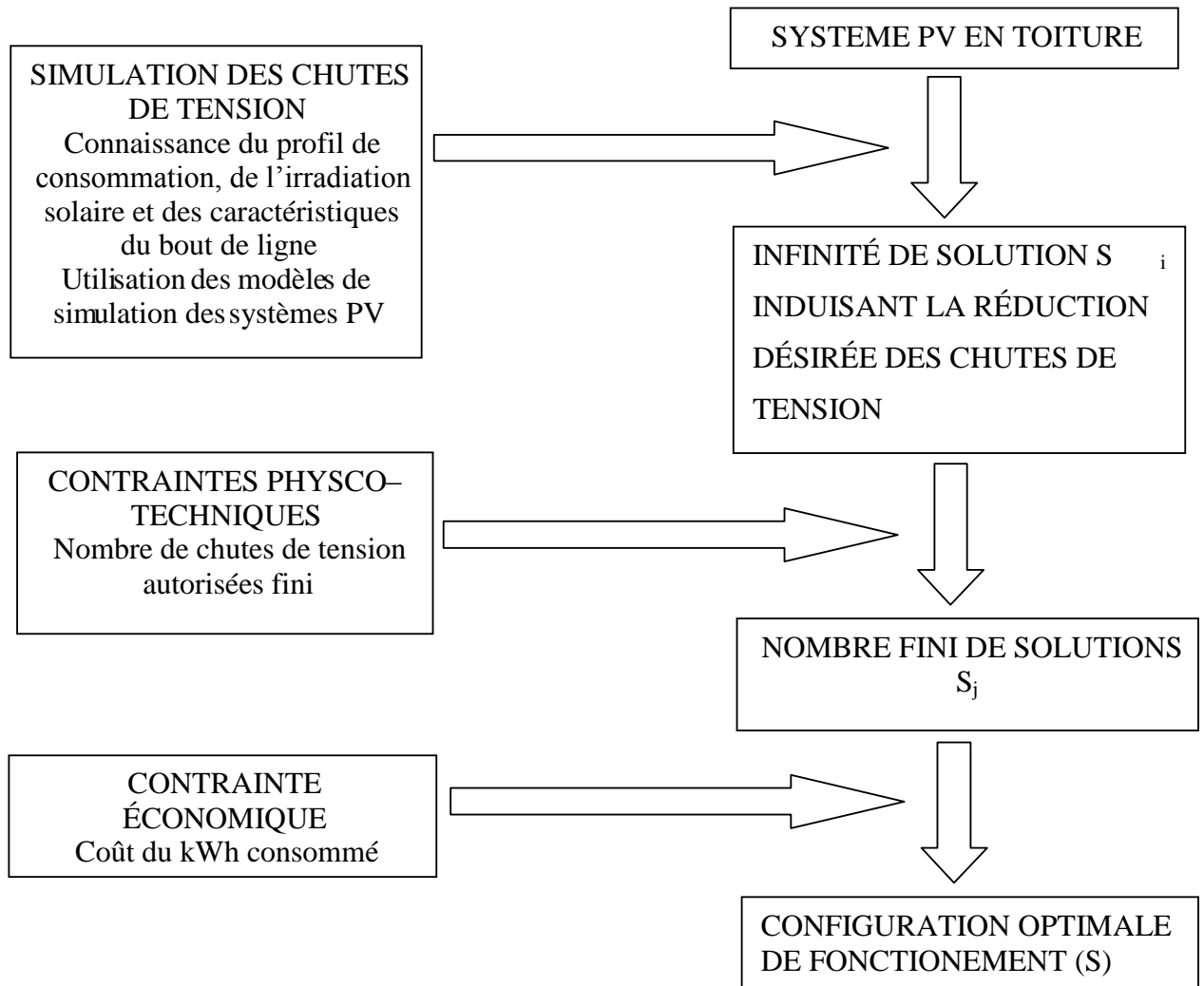
Il ne s'agit pas seulement de configurer le système de telle façon qu'il soit capable de satisfaire un profil de charge déterminé, car un système sur-dimensionné peut toujours aboutir à une satisfaction complète de tous les besoins à chaque instant de sa durée de vie. Il

s'agit en fait de chercher une taille optimale aussi bien sur le plan technique que sur le plan économique.

II.4.2.a. Synopsis de la méthode de dimensionnement

Nous allons présenter dans ce paragraphe la méthode de dimensionnement et d'optimisation des systèmes PV en toiture que nous avons développée. L'optimisation d'un système énergétique est réalisée afin de minimiser l'investissement initial et aussi d'améliorer la fiabilité du système tout en satisfaisant le consommateur. Elle s'effectue en plusieurs étapes représentées sur la *Figure II.8*.

Figure II.8 : 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 estimé la réduction des chutes par l'intermédiaire des petits systèmes PV en toiture connectés au réseau électrique.

Description des flux d'entrée intervenant dans la modélisation :

Ces flux d'entrée sont caractérisés par un profil saisonnier de données horaires fixant le pas de la simulation. Ils donnent lieu à des puissances et l'on considère que ces dernières sont constantes sur l'heure. Nous distinguons :

- La consommation de l'utilisateur représentée par une puissance instantanée $L_i(t)$, considérée comme constante entre t et $t + \Delta t$.
- L'irradiation solaire $I_\beta(t)$ représentée par une valeur instantanée, considérée comme constante entre t et $t + \Delta t$, s'exprimant en $W.m^{-2}$. A partir de celle-ci, la puissance de sortie du champ puis celle de sortie de l'onduleur sont calculées. Cette dernière est exprimée en kilowatt de la même façon que les données de charge. Les fluctuations aléatoires du phénomène météorologique au cours du temps contraignent la système à fonctionner en régime instationnaire et influencent le dimensionnement optimal du système.

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 (en toiture) une surface de modules de $1000 m^2$ 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.

II.4.2.b. Calcul de la chute de tension avec et sans système PV connecté en toiture

Les caractéristiques du bout de ligne ainsi que le profil de charge saisonnier associés à la formule de calcul des chutes de tension (Equation II.1) 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 :

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

où $P_i' = \sum_{j=i}^N (P_j - P_{OND,j})$ 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 II.2 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.

Pour exemple, nous avons tracé les chutes de tension qui surviennent sur chaque segment pour les mois de janvier, avril, août et octobre qui représentent chacune des quatre saisons (Figures II.9 à II.12).

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.

Figure II. 9: Mise en évidence des chutes de tension sur chaque dipôle pour le mois de janvier

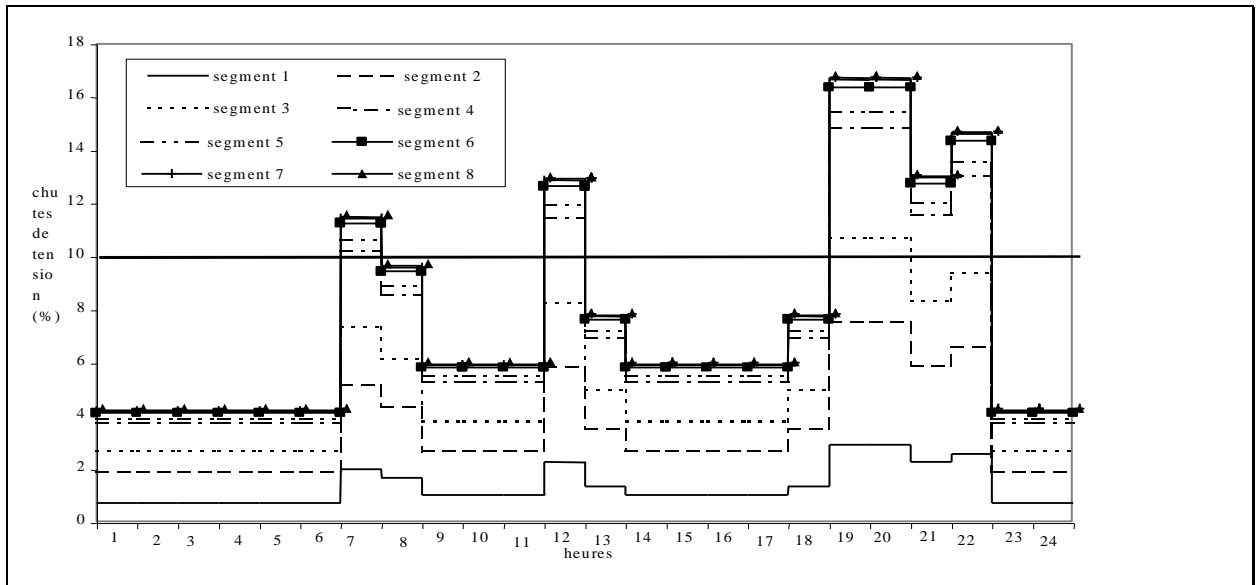


Figure II.10 : Mise en évidence des chutes de tension sur chaque dipôle pour le mois d'avril

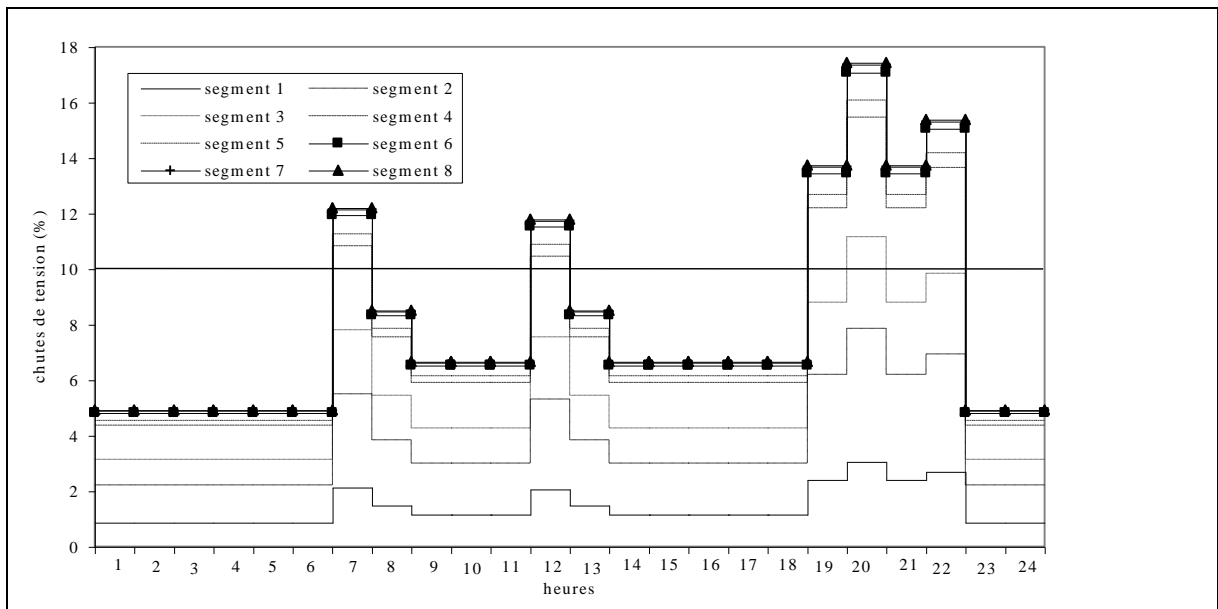


Figure II.11 : Mise en évidence des chutes de tension sur chaque dipôle pour le mois d'août

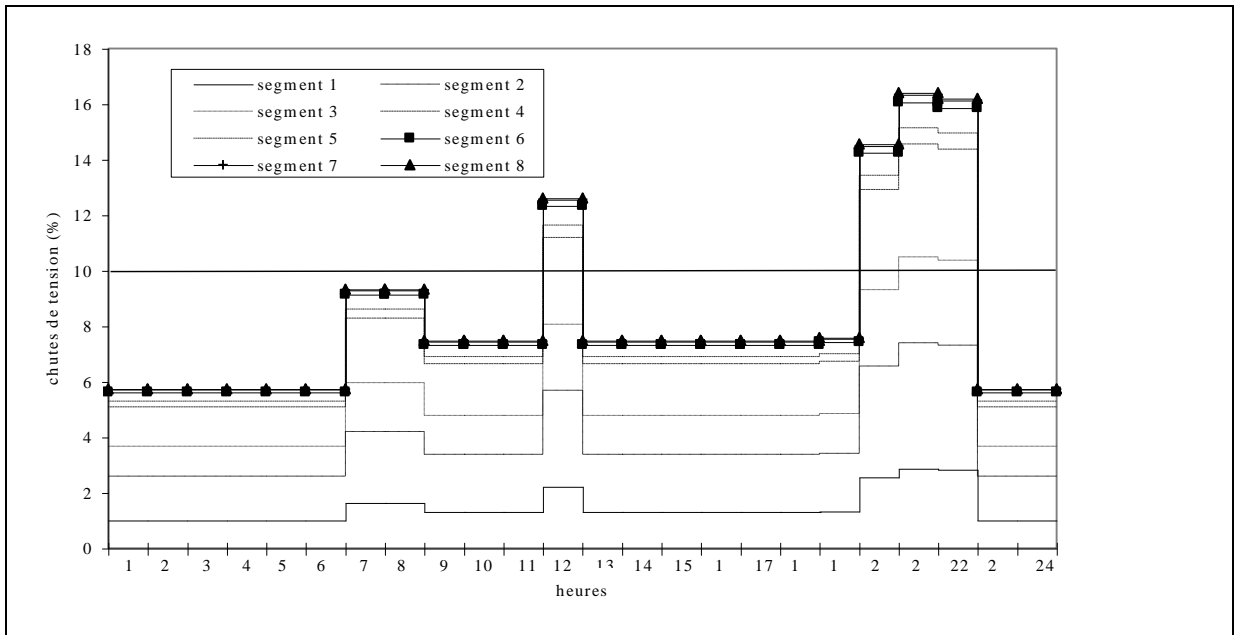
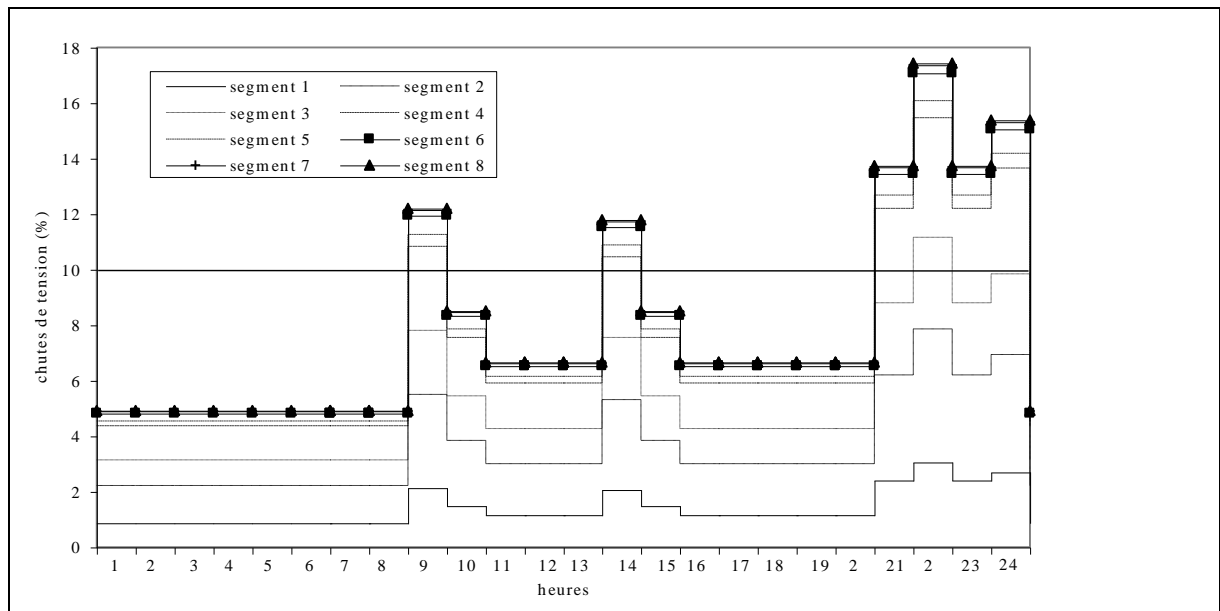


Figure II.12 : Mise en évidence des chutes de tension sur chaque dipôle pour le mois d'octobre



Par la suite, nous présenterons uniquement les mois de janvier et août car ils caractérisent deux périodes extrêmes au niveau météorologique.

II.4.2.c. Stratégies d'étude

Il existe plusieurs scénarii d'études 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 nos calculs. Toutefois, bien que les chutes de tension n'apparaissent qu'à partir du segment numéro 3, il semble inutile de l'équiper car elles surviennent uniquement en soirée. En effet, ce dernier pourra bénéficier des répercussions énergétiques liées à l'installation de systèmes PV en toiture sur d'autres dipôles et verra ses chutes de tension disparaître.

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.

Influence de la taille du système sur la réduction des chutes de tension

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. Les *Figures II.13 et II.14* représentent la diminution des chutes de tension moyenne du dipôle numéro 8 pour les mois de janvier et août pour différentes surfaces dans le cas de la stratégie **S5**. 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 (*Figures II.13 et II.14*). Pour des surfaces supérieures à 40 m², l'augmentation de la surface (donc de la puissance nominale) du 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.

De plus, on remarque que la saison et donc le potentiel solaire ne semblent pas avoir une grande influence sur la réduction des chutes de tension.

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.

Figure II.13: Simulation des chutes de tension survenant au mois de janvier pour différentes surfaces (stratégie S5 appliquée au dipôle 8)

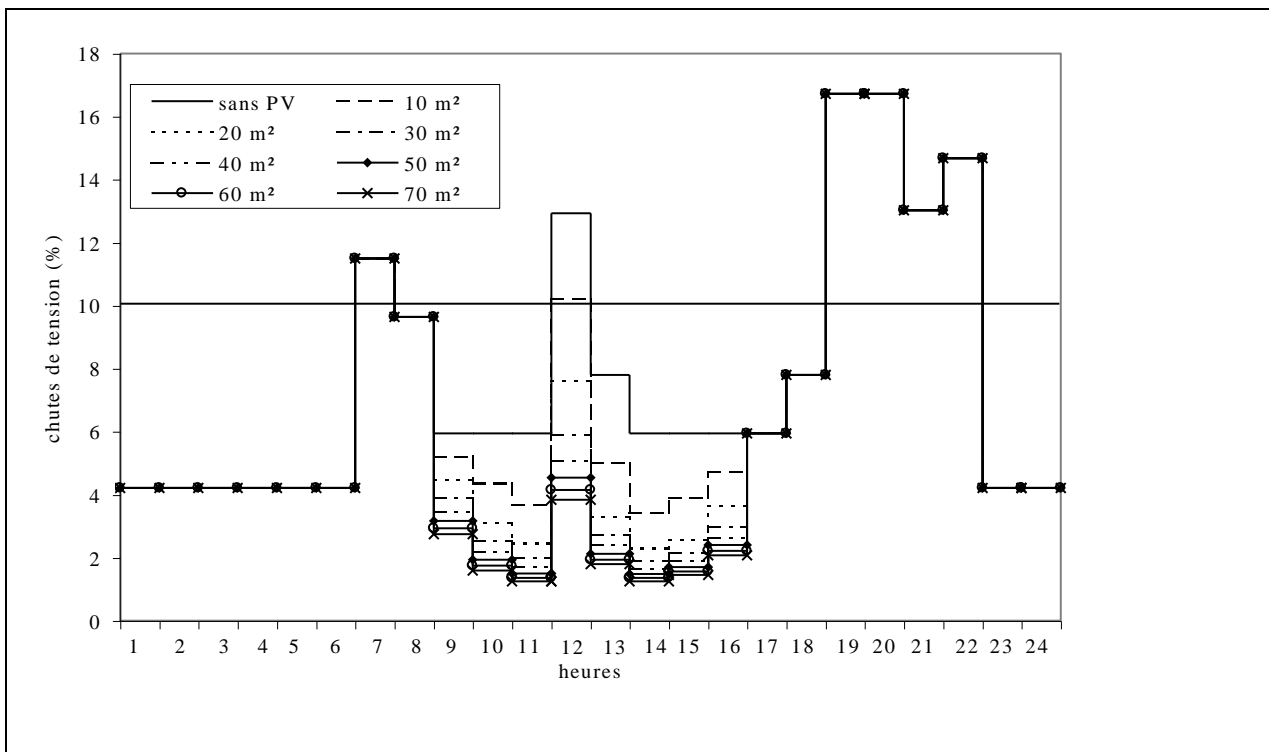
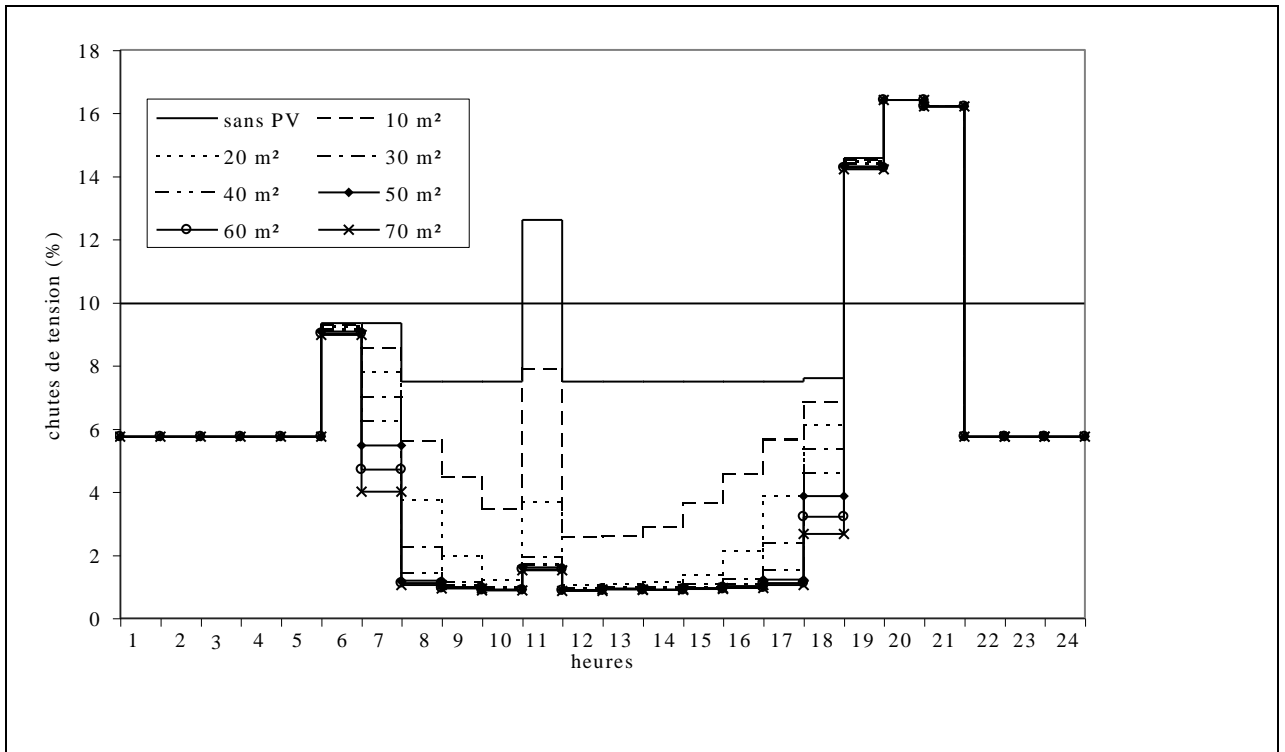


Figure II.14 : Simulation des chutes de tension survenant au mois d'août pour différentes surfaces (stratégie S5 appliquée au dipôle 8)



Influence de la stratégie

La stratégie a une influence très nette sur la réduction des chutes de tension comme le montrent les *Figures II.15 et II.16*. Ces résultats correspondent au dipôle 8 pour une surface de 70 m² (choisie à titre d'exemple) pour les mois de janvier et d'août.

Compte tenu des résultats précédents la stratégie numéro 5 semble être la plus performante car elle permet de réduire considérablement les chutes de tension.

Figure II.15 : Influence de la stratégie sur la réduction des chutes de tension sur le dipôle 8 pour le mois de janvier (surface de 70 m²)

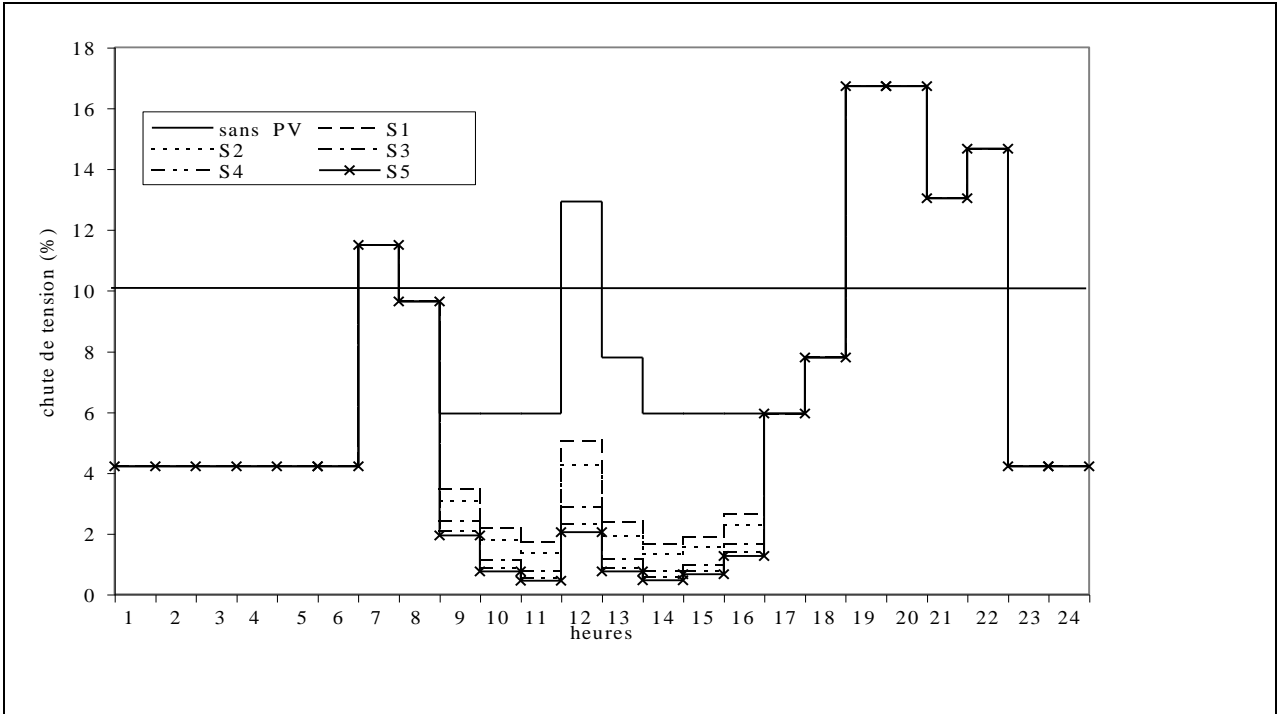
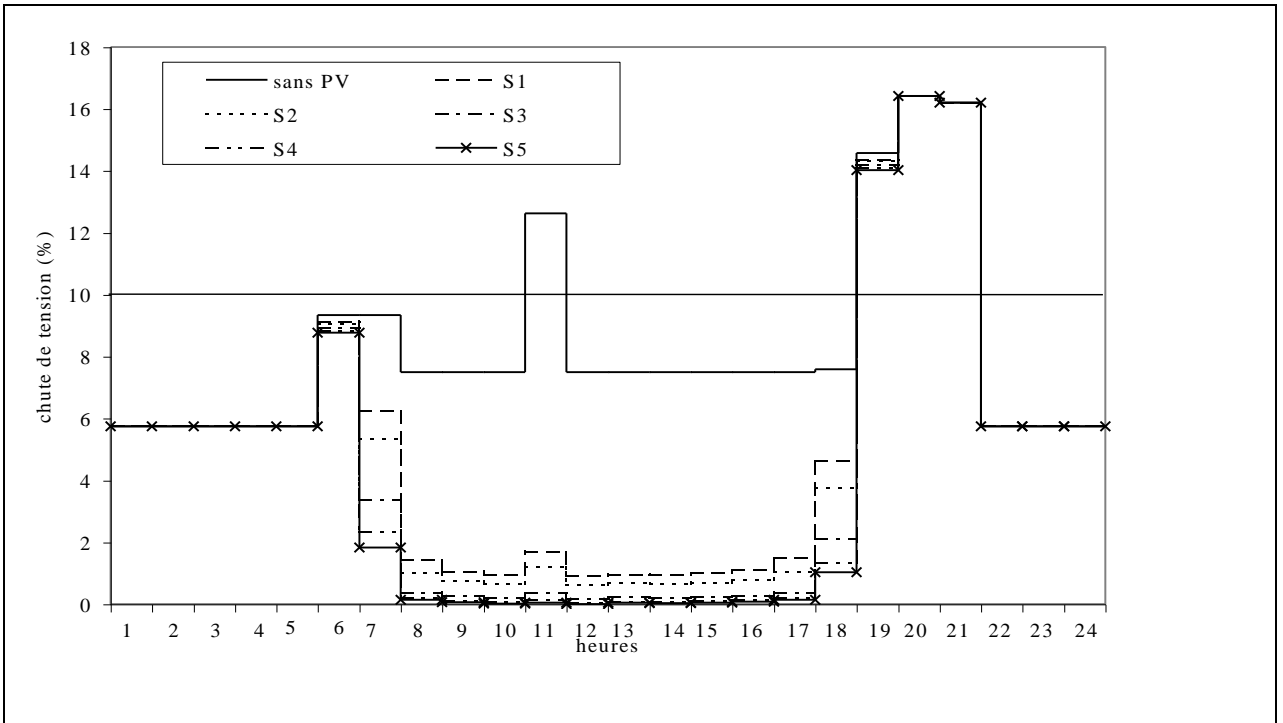


Figure II.16 : Influence de la stratégie sur la réduction des chutes de tension sur le dipôle 8 pour le mois d'août (surface de 70 m²)



II.4.2.d. Nombre de chutes de tension

Il est nécessaire de préciser que les résultats obtenus au terme des simulations sont des moyennes mensuelles ; donc même si les *Figures II.13 et II.14* montrent une réelle diminution de la valeur des chutes de tension, il arrive que les systèmes PV ne pallient pas ces chutes en raison des fluctuations de la météo. Pour expliciter cela, nous avons comptabilisé les chutes de tension mensuelles qui n'étaient pas supprimées par le PV au cours du mois de janvier qui s'avère être le mois le plus défavorable (*Tableau II.3*). Pour deux types de stratégies (S1 et S5) nous avons calculé le nombre de chutes de tension qui n'avaient pas été satisfaites par le système PV en toiture pour différentes surfaces. Dans le *Tableau II.5*, nous n'avons pas fait apparaître les résultats correspondant aux stratégies 2 à 4 car il est évident que le nombre de chutes de tension décroît en fonction de la stratégie choisie.

Il est donc nécessaire d'ajouter une contrainte physique à notre méthodologie afin de déterminer la configuration optimale.

Tableau II.3 : Chutes de tension non palliées sur la période d'étude

Surface de modules (m ²)	Nombre de chutes de tension non diminuées par le système PV sur les 19 ans de simulation		Pourcentage de chutes de tension non satisfaites (%)	
	S1	S5	S1	S5
10	286	155	51,3	27,8
20	188	75	33,8	13,5
30	142	49	25,5	8,8
40	106	35	19	6,28
50	83	29	14,9	5,21
60	72	25	12,9	4,49
70	60	19	10,8	3,59

II.4.2.e. Estimation de la taille du champ

Nous allons, à présent, décrire la méthode qui permet de déterminer la taille du système PV en toiture pour le profil de charge considéré.

Chutes de tension autorisées

Nous avons déterminé les surfaces nécessaires (*Tableau II.4*) 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. Ces trois heures sont significatives elles sont soumises à des chutes de tension. Les résultats montrent que la surface attendue pour annuler les chutes de tension diffère suivant les mois et les stratégies et que le mois de janvier correspond à la période la plus défavorable. Celui-ci sera donc choisi comme mois de référence.

La configuration qui correspond à un nombre de chute 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.

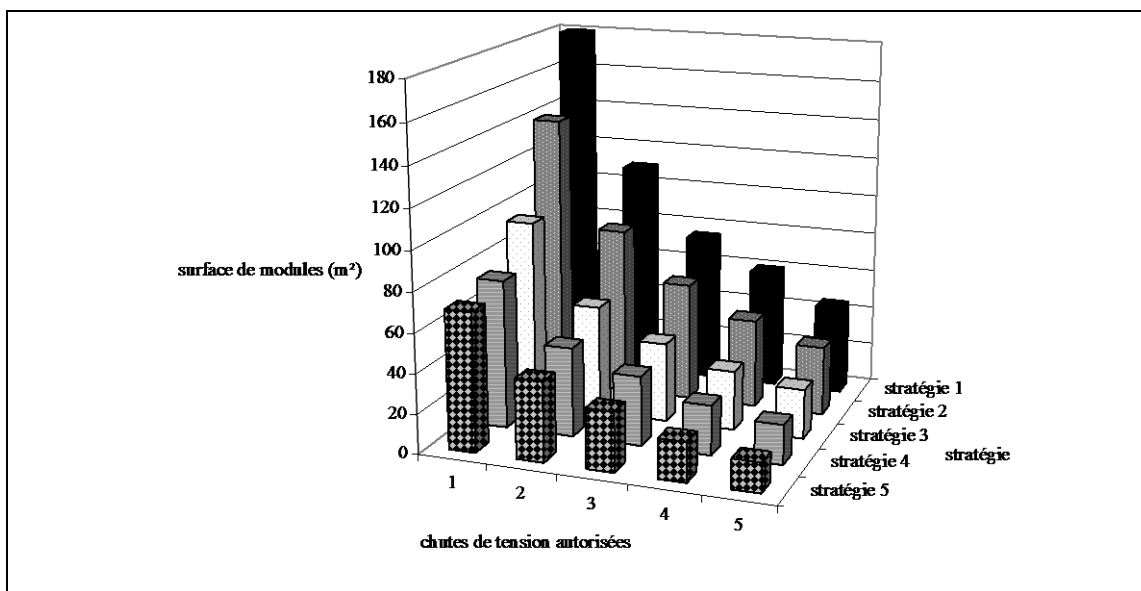
Tableau II.4 : Surface nécessaire (m²) pour annuler les chutes de tension par mois et pour chacune des stratégies

heures	stratégie	jan	fév	mars	avr	mai	juin	juill	août	sept	oct	nov	déc
11 heures	S1			245	325	90	245	115	125	100			
	S2			190	255	90	190	90	100	80			
	S3			125	170	45	125	60	65	50			
	S4			105	140	35	100	50	55	45			
	S5			90	125	35	90	45	50	40			
12 heures	S1	2975	395	315									395
	S2	2310	302	245									305
	S3	1520	200	160									200
	S4	1240	165	130									165
	S5	1100	145	90									145
13 heures	S1									145	615	1545	1385
	S2									115	480	1320	1255
	S3									70	315	1100	1150
	S4									60	280	1050	1005
	S5									55	230	950	895

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 mensuelles pour les heures étudiées. On observe ainsi sur la *Figure II.17* une diminution importante de la surface PV quel que soit le nombre de chutes de tension autorisées, ce qui justifie notre hypothèse de travail.

Pour 5 chutes de tension par mois 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 numéro 5 semble la plus appropriée car elle offre une gamme de surfaces PV acceptable pour chaque consommateur. En effet, les surfaces installées en toiture sont de l'ordre de 40 m² et 70 m² et sont techniquement envisageables.

Figure II.17 : Surfaces (m²) permettant la diminution des chutes de tension avec une tolérance de 1 à 5 pour le mois de janvier selon la stratégie d'étude



Les résultats précédents sont étendus à l'année entière (*Figure II.18*) et l'on remarque, d'une part, que la surface requise pour une ou deux chutes de tension autorisées varie selon les mois et, d'autre part, que les deux surfaces retenues permettent de réduire les chutes tout au long de l'année.

La *Figure II.18* montre, une fois de plus, que janvier est le mois le plus désavantageux. La surface à installer en toiture est importante (40 m² ou 70 m² selon la tolérance permise) alors que les autres mois de l'année demandent des surfaces beaucoup plus faibles.

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 terme de puissance installée.

Figure II.18 : Surfaces (m²) nécessaires pour assurer une diminution des chutes de tension tout au long de l'année en fonction de la tolérance permise

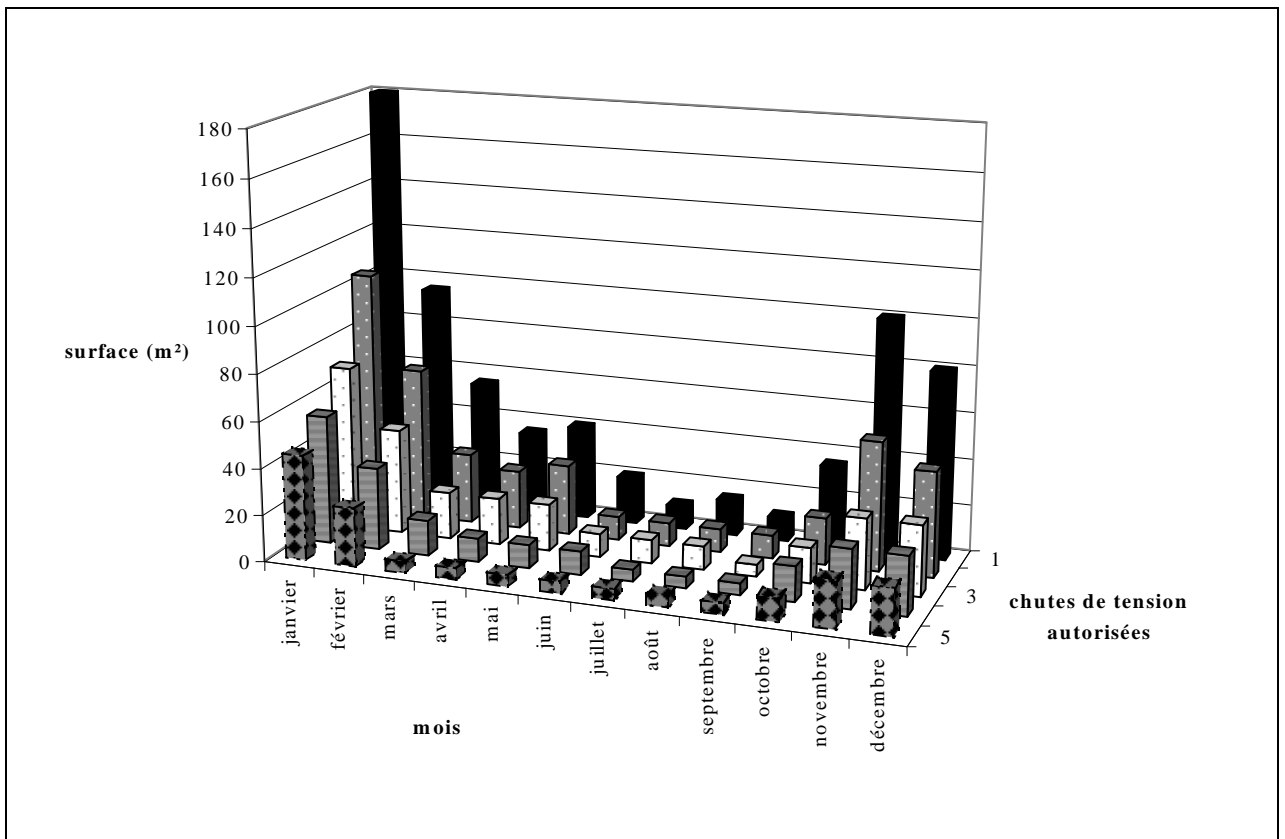


Tableau II.5: Nombre de chutes de tension qui apparaissent au cours des 19 années de simulation

<i>heures</i>	<i>surfaces</i>	<i>Jan</i>	<i>Fev</i>	<i>Mars</i>	<i>Avr</i>	<i>Mai</i>	<i>Juin</i>	<i>Juil</i>	<i>Aout</i>	<i>Sept</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>Déc</i>
<i>11 heures</i>	<i>40 m²</i>	0	0	2	4	0	1	1	1	0	3	16	0
	<i>70 m²</i>	0	0	1	2	0	1	0	1	0	2	9	0
<i>12 heures</i>	<i>40 m²</i>	35	13	8	0	0	0	0	0	0	0	0	8
	<i>70 m²</i>	19	11	4	0	0	0	0	0	0	0	0	3
<i>13 heures</i>	<i>40 m²</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	13
	<i>70 m²</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8

Le *Tableau II.5* montre que les surfaces retenues diminuent considérablement les chutes de tension jusqu'à les annuler certains mois. La période hivernale étant est la plus critique, les usagers n'auront pas un confort total. Mais si l'on fait la moyenne mensuelle sur la période de simulation des chutes de tension subsistantes, on trouve des valeurs proches de zéro. L'utilisation des appareils électroménagers se trouvera donc perturbée chaque année en hiver. Le reste du temps la tension ne fluctuera quasiment pas.

Nous avons tracé, sur les trois figures suivantes (*Figures II.19 à II.21*), la réduction des chutes de tension qui se produisent durant trois heures de la journée sous contrainte {11 heures, 12 heures, 13 heures} en fonction des deux surfaces de modules retenues (40 m² et 70 m²). On observe une nette diminution des chutes de tension qui dépendent du profil de consommation saisonnier. Leur valeur est largement inférieure à 2 % quel que soit le mois considéré. Ce qui signifie que le problème des chutes de tension semble résolu et que celles-ci sont même quasiment annulées. Ce phénomène est observé pour chacune des heures étudiées. Il faut cependant garder en mémoire qu'une à deux chutes de tension ont lieu de façon mensuelle. Par conséquent, il est indispensable de les annuler car les systèmes PV nécessitent un investissement tel que ce genre d'alternative doit assurer une électricité de qualité au consommateur.

Figure II.19: Diminution de la chute de tension de 11 heures pour deux surfaces de capteurs (40 m² et 70 m²)

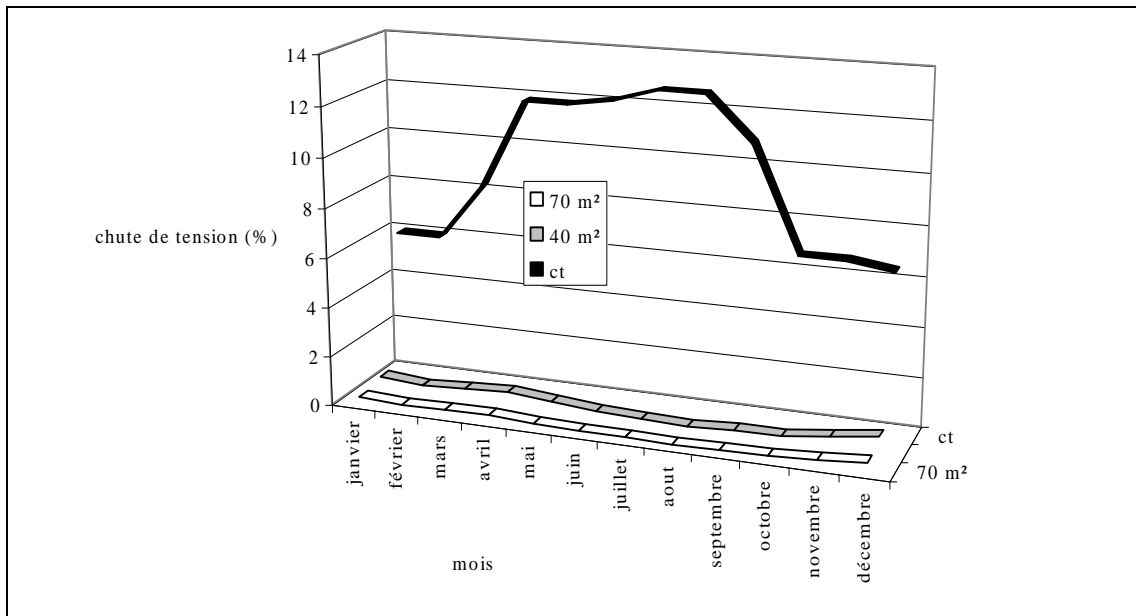


Figure II.20 : Diminution de la chute de tension de 12 heures pour deux surfaces de capteurs (40 m² et 70 m²)

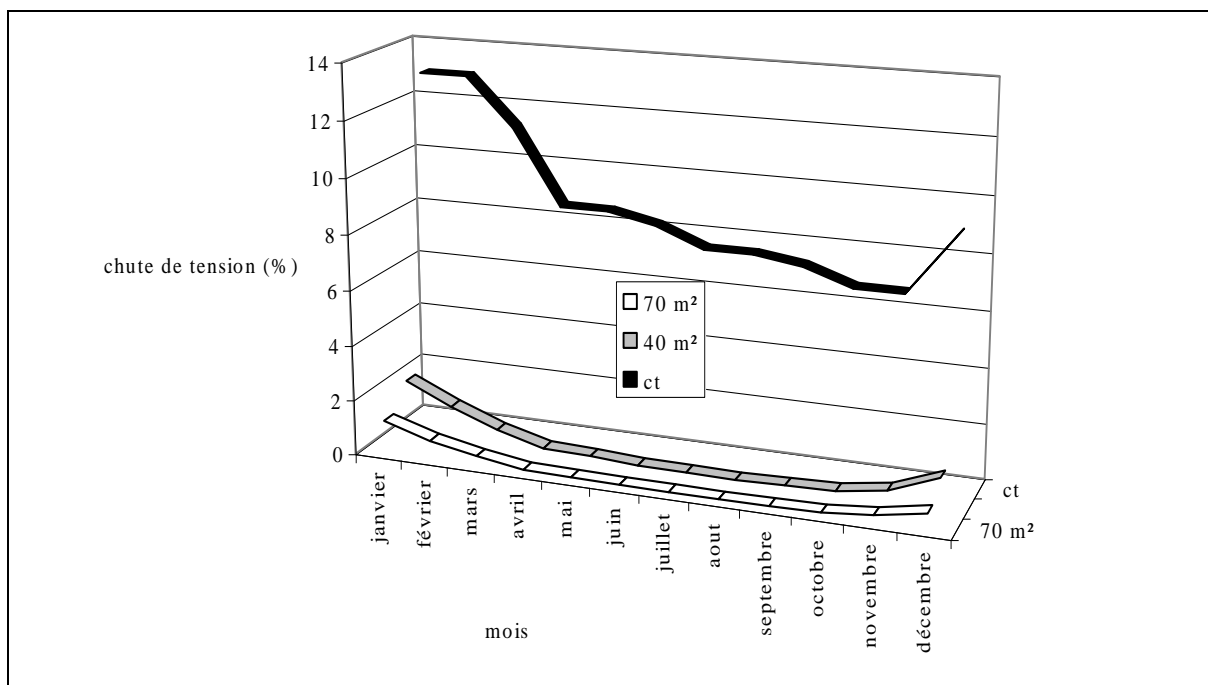
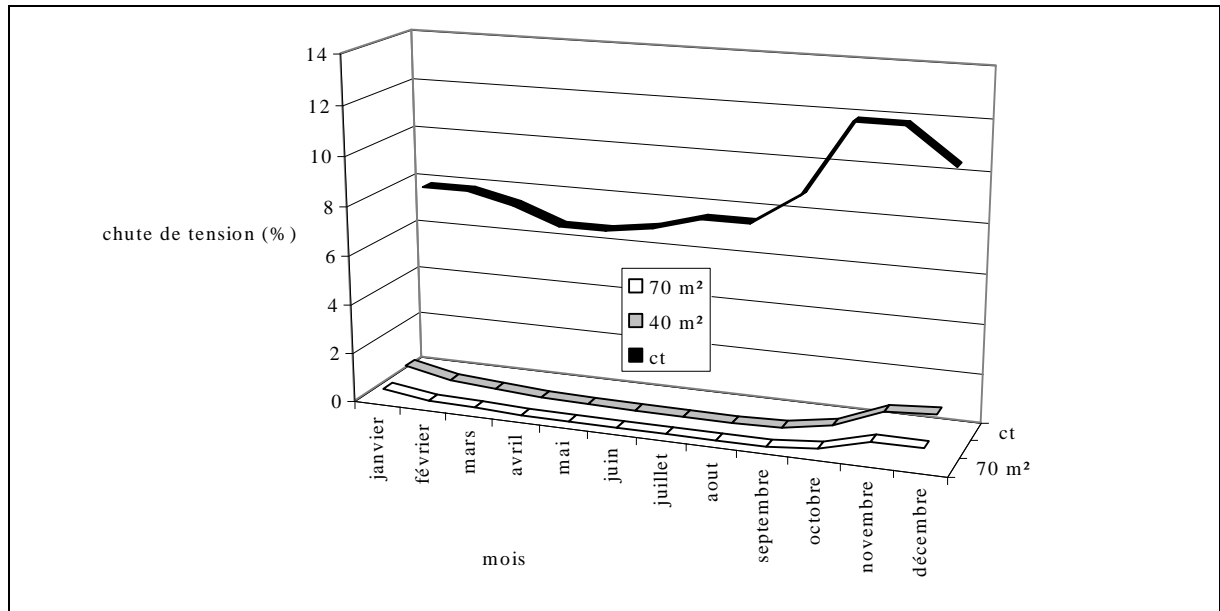


Figure II. 21: Diminution de la chute de tension de 13 heures pour deux surfaces de capteurs (40 m² et 70 m²)



II.4.3. Hypothèses économiques - Coût du kWh consommé

Dans le paragraphe précédent, nous avons pu déterminer d'un point de vue physique les différentes configurations du système photovoltaïque, c'est-à-dire l'ensemble des surfaces de capteur conduisant à la présence d'une ou de deux chutes de tension par mois. 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 il est nécessaire de définir un nouveau paramètre basé sur les coûts du système. Nous effectuerons une analyse économique du problème afin de connaître le coût de revient du kWh produit du système PV connecté en toiture.

Les facteurs intervenant dans un tel calcul devraient tous être pris en compte. D'une part, les coûts directs, c'est-à-dire, le coût total actualisé (prenant en compte les coûts

d'investissement, de maintenance...) et d'autre part les coûts pour l'environnement et les coûts sociaux, souvent appelés coûts cachés ou externalités (Chabot, 1995). La rentabilité souvent évoquée des énergies classiques par rapport aux énergies renouvelables est moins évidente qu'il n'y paraît, et peut-être sérieusement remise en cause du fait de la prise en compte des coûts cachés. Pour le moment, ils sont peu pris en compte car ils sont difficiles à calculer, compte tenu de la diversité des hypothèses de calcul et d'estimation de certains impacts. Il faudrait que soit institué dans chaque pays un signal tarifaire clair tenant compte des bénéfices que représente la production d'électricité par énergies renouvelables pour le développement socio-économique et la protection de l'environnement local et planétaire.

Au regard de ce qui a été exposé précédemment, nous ne tiendrons pas compte des coûts cachés. Nous avons choisi de calculer seulement la masse de CO₂ non rejetée dans l'atmosphère.

Le coût total sur la durée de vie du système permettra, par une analyse du coût actualisé, de déterminer les coûts de revient du kWh par rapport à la consommation du système (la valeur d'une source d'énergie électrique n'est déterminée que par l'impact qu'elle a sur les coûts et les bénéfices qu'elle engendre).

Le calcul du coût d'un système PV, sur sa durée de vie, requiert la connaissance des quantités suivantes :

1. la durée de vie,
2. le coût initial,
3. les coûts de maintenance annuels relatifs au système PV,
4. les coûts de remplacements des différents sous-systèmes,
5. le coût actualisé,
6. les profits réalisés.

II.4.3. a. Evaluation du coût d'investissement initial

Dans cette section, nous allons nous intéresser aux coûts des différents sous-systèmes qui composent le générateur photovoltaïque.

Le champ photovoltaïque

Aujourd'hui, trois technologies de cellules sont disponibles sur le marché : le silicium mono-cristallin, le silicium poly-cristallin et le silicium amorphe. Nous ne considérerons que le silicium de type poly-cristallin car c'est la technologie la plus utilisée actuellement. Une étude bibliographique (Claverie 2004 ; Clefs CEA, 2004-2005 ; IEA, 2003 ; Multon, 2003 ; SUNWATT France, 2006) nous a permis d'évaluer le coût du Watt de module photovoltaïque. Nous avons opté pour un prix moyen du Watt égal à 3 €/W. Il sera noté C_{mod} . Nous avons retenu, pour les supports, un prix moyen de 0,45 €/W (C_{supp}).

La durée de vie des modules et des supports ou D_{mod} varient selon les fournisseurs cités précédemment et la littérature, de 20 à 30 ans (Frantzis and Graham, 2005 ; Sabisky, 1996 ; Schmid, 1995). Pour notre part, nous l'estimerons à 25 ans (Apex, 2006 ; Bernal-Augustin, 2006 ; Photowatt, 2006).

L'unité de conditionnement de puissance

Nous avons utilisé la même procédure que pour le champ PV. Dans les années 90, le prix moyen du Watt était de l'ordre de 0,75 – 0,91 €/W (Calais, 1998 ; Siemens, 1995). Actuellement, les prix pour les onduleurs inférieurs à 10 kW varient entre 0,40 € et 2 €/W (NREL, 2006). Le Centre d'Aide à la Décision sur les Energies Propres (2005) affiche un prix de 1250 €/kW pour des onduleurs de 1 à 10 kW. Dans le cadre de notre étude, nous avons retenu un prix égal à 1 €/W noté (C_{ond}). Les onduleurs ont une durée de vie (D_{ond}) égale à 8 ans (Fronius, 2005 ; Juquois 2006 ; NREL, 2006) voire 10 ans (Lisita Junior, 2005).

Celle-ci est largement inférieure à celle des modules. Sur la durée de l'étude, les onduleurs devront être remplacés 3 fois.

Le coût des matériaux

Pour une installation PV, le coût total des matériaux est donc égal à :

$$C_{mat} = S*(C_{mod} + C_{ond} + C_{supps}) \quad (II.3)$$

II.4.3. b. Le crédit d'impôt (Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2005)

La loi de finances pour 2005 a créé un crédit d'impôt dédié au développement durable et aux économies d'énergie. Destinée à renforcer le caractère incitatif du dispositif fiscal en faveur des équipements de l'habitation principale, cette mesure est désormais ciblée sur les équipements les plus performants sur le plan énergétique ainsi que sur les équipements utilisant les énergies renouvelables. Cette mesure a pour vocation une diffusion large de type d'équipements durables afin de contribuer à l'atteinte des objectifs ambitieux de la France en matière d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables. Elle s'inscrit dans la stratégie mise en place pour réduire d'un facteur 4 les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050. La loi de finances pour 2006 a complété certaines mesures prévues initialement.

Le crédit d'impôt s'applique au prix des équipements et des matériaux figurant sur la facture de l'entreprise ayant réalisé les travaux. Cette mesure remplace les subventions pour l'énergie solaire jusque là accordées par l'ADEME. Pour des dépenses effectuées entre le 1^{er} janvier 2006 et le 31 décembre 2009, le taux du crédit d'impôt est de 50 %. Pour une même résidence, le montant des dépenses pris en compte ne peut dépasser, pour la période du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2009, la somme de 8000 € pour une personne célibataire, veuve

ou divorcée et de 16000 € pour un couple marié ou lié par un PACS soumis à imposition commune. Cette somme est majorée de 400 € par personne à charge dont le premier enfant. Cette majoration est fixée à 500 € pour le second enfant et à 600 € par enfant à partir du troisième. (Ces majorations sont divisées par deux lorsque l'enfant est réputé à charge égale de l'un ou l'autre de ses parents).

Le coût des matériaux après crédit d'impôt

Dans notre étude, nous allons considérer un foyer de 4 personnes ce qui conduit à un crédit d'impôt de 16800 € maximum.

$$C_{mat}' = C_{mat} - C_{mat} / 2$$

(II.4)

avec $C_{mat} / 2$ plafonné à 16800 €.

II.4.3. c. L'investissement brut

Le coût des transports

D'après des données fournisseurs celui est égal à 0,15 €/W et est noté C_{trans} .

Le coût du raccordement au réseau

Le coût du raccordement au réseau, C_{raccor} , est égal à 700 € (ADEME, 2005).

L'investissement brut

A partir des considérations précédentes il est aisé de calculer l'investissement initial pour un système photovoltaïque :

$$C_{brut} = C_{mat'} + S*(C_{trans}) + C_{raccor} \quad (II.3)$$

où S est la puissance totale en W.

II.4.3. d. Evaluation du coût d'investissement initial

Au coût précédent, il convient d'ajouter le coût de l'installation. Dans la plupart des cas, il est considéré comme étant proportionnel au coût de l'investissement brut. La littérature propose tout un panel de coût d'installation d'un système PV. Il se situe entre 15 % et 30 % du coût brut pour la plupart des auteurs (Calais, 1998 ; EGAT, 1990 ; Van Dijk, 1996). Dans nos calculs, nous choisirons un coût d'installation égal à 30 % ($C_{install}$). D'où l'investissement initial :

$$INVEST = (1 + C_{install}) * C_{brut} \quad (II.4)$$

II.4.3. e. Coût de remplacement du l'onduleur

Coût de l'onduleur l'année n : $C_{ond} \times (1 + a)^{-n}$

Coût du remplacement de l'onduleur : $C_{rempl} = C_{ond} \times \sum_{i=1}^{NR} (1 + a)^{-\frac{D \text{ mod } \times i}{nr+1}}$ (II.5)

$$NR = INT \left(\frac{(2 \times D \text{ mod } ule) - 1}{2 \times Dond} \right)$$

Où NR est le nombre de remplacements sur la durée de vie du système.

II.4.3.g. Coût du kWh destiné au consommateur

L'investissement initial permet à l'utilisateur de connaître quel prix il va devoir payer lors de l'installation de son système de production d'électricité, mais ce n'est cependant pas un bon critère de choix. En effet, il est plus intéressant de rechercher le coût du système PV sur sa durée de vie et de déterminer ainsi le coût de l'énergie consommée par l'utilisateur sur toute cette durée. Le coût du kWh consommé va dépendre des profits engendrés par la vente du surplus énergétique au réseau électrique mais également de l'énergie PV consommée par l'habitation.

Coût sur la durée de vie du système

Celui-ci est fonction de trois termes : le coût initial, le coût annuel de maintenance et le coût de remplacement éventuel de certains sous-systèmes.

Dans la plupart des cas (Chabot, 1991 ; Hossain, 1993 ; Van Dijk, 1996) tout comme le coût de l'installation, celui de la maintenance est proportionnel au coût brut. La plupart des auteurs le situe entre 0,5 % et 3 % du coût brut. Nous retiendrons une valeur de la maintenance égale à 1 % (ADEME, 2005 ; Castro, 2005) et sera désignée par le paramètre M_{aint} .

Le coût, sur la durée de vie du système, s'exprime de la façon suivante :

$$C_{vie} = INVEST + M_{aint} + Cremp \quad (II. 6)$$

Coût actualisé et coût du kilowattheure consommé

Le calcul du coût de l'énergie prend en compte celui sur la durée de vie ainsi que les profits sur toute la durée de vie du système.

Le coût actualisé est défini par la relation (El-Kordy, 2002) suivante:

$$C_{actu} = \frac{C_{vie}}{FA} \quad (II.7)$$

où

$$FA = \frac{1 - (1 + a)^{-n}}{a} \quad (II.8)$$

a correspond au taux d'actualisation. Les compagnies américaines utilisent des taux d'actualisation variant de 3 à 18%, mais la plage allant de 5 à 11% est la plus fréquemment retenue (ADEME, 2005 ; Centre d'Etude à la Décision sur les Energies Propres, 2005 ; Chabot, 1995 ; Juquois, 2006 ; Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 2004). En accord avec le Commissariat Général du Plan (2005), nous l'avons pris, égal à 6%.

Remarque : l'actualisation est l'opération mathématique qui permet de comparer des valeurs économiques qui s'échelonnent dans le temps : il s'agit de ramener la valeur future d'un bien, d'une dépense à une valeur actuelle. Le taux d'actualisation est un taux de substitution entre le futur et le présent. Il constitue l'un des éléments de tout calcul économique intertemporel en permettant de répondre aux deux questions fondamentales : comment mesurer la rentabilité d'un investissement et comment choisir entre plusieurs investissements rentables ? Le calcul est de ce fait un outil privilégié d'aide à la décision.

Les profits (Caamano, 1995) sont calculés à partir de l'énergie « sauvée » qui correspond à la consommation couverte par le système PV (0,08 €/kWh) et de la vente du surplus énergétique au réseau électrique (0,40 €/kWh + 0,15 €/kWh si le système est intégré dans le bâtiment) (EDF, 2006). Au-delà de 1500 heures d'achat, EDF revoit ses tarifs et achète l'énergie photovoltaïque à un prix plus bas (0,04836 €/kWh). Notons que le prix d'achat de l'électricité photovoltaïque payé par les compagnies d'électricité diffère suivant les pays. En effet, celui-ci peut être similaire au prix de vente mais, le plus souvent, il est largement inférieur. Pourtant, le développement des énergies renouvelables nécessite un amorçage.

Remarque : A l'heure actuelle, le prix de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables est subventionné car il n'est pas compétitif avec celui des centrales thermiques ou nucléaires. Mais les choses peuvent évoluer. Les progrès technologiques vont permettre de faire diminuer le prix de revient du kilowattheure (kWh) renouvelable, alors que celui des énergies fossiles va continuer d'augmenter. Qui plus est, si nous regardons notre facture d'électricité, le coût de production représente 40% du total, le coût de transport 40% et les taxes diverses 20 %. La disparition du « poste » transport, dans le cadre d'une production décentralisée et consommée localement, peut rendre ce modèle compétitif. Enfin, la péréquation tarifaire, justifiée dans le cas d'un système centralisé pour maintenir un prix équivalent sur l'ensemble du territoire quelles que soient les conditions de production, ne l'est plus dans un cadre décentralisé : une production locale peut alors être moins chère que l'électricité acheminée par le réseau centralisé.

Le coût actualisé du kilowattheure par rapport à la consommation est déterminé de la manière suivante :

$$COUT_{euro / kWh} = \frac{C_{actu} - Pr\ ofits}{Consommation\ annuelle} \quad (II.9)$$

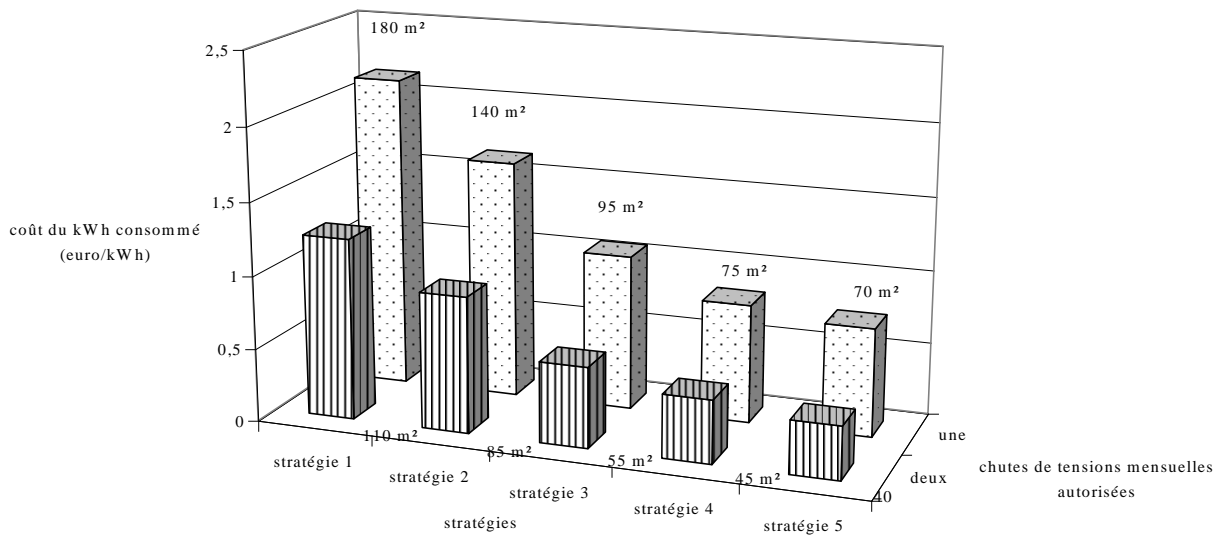
Certaines collectivités locales et régionales en Allemagne et en Suisse (Barler, 2002 ; Chabot, 1995) rachètent l'électricité PV produite au prix de revient réel, pour des quantités et

des durées modulées selon l'état de développement des filières et révisables en fonction de la baisse des coûts de production obtenus par le développement industriel.

Suite à ces différentes procédures, nous avons calculé le coût du kWh produit (*Figure II.22*) pour chaque stratégie et pour une à cinq chutes de tension autorisées. Les *Tableaux II.6 à II.10* regroupent les coûts du kWh consommé pour toutes les surfaces relatives à la *Figure II.17*.

Notons que la valeur la plus basse du coût est obtenue pour la stratégie numéro 5 et pour des surfaces égales à 40 et 70 m². En effet, le coût du kWh baisse de 70 % de la stratégie S1 à la stratégie S5. D'après l'analyse économique couplée à l'analyse technique, nous pouvons conclure que la stratégie S5 est la solution à envisager.

Figure II.22 : Coût du kWh consommé en fonction de la stratégie et des surfaces qui leur sont associées (m²)



Tableaux II. 6 à II.10: Calcul du coût du kWh (€/kWh) consommé en fonction des surfaces de modules (m²) pour les cinq stratégies

Surfaces relatives à S1 (m ²)	45	60	75	110	180
Coût du kWh (€/kWh)	0,5 7	0,8 0	1, 04	1,58	2,69

Surfaces relatives à S2 (m ²)	35	45	60	85	140
Coût du kWh (€/kWh)	0,3 6	0, 57	0,8 0	1,20	2,06

Surfaces relatives à S3 (m ²)	25	30	40	55	95
Coût du kWh (€/kWh)	0,2 6	0,3 1	0, 49	0,73	1,35

Surfaces relatives à S4 (m ²)	20	25	35	45	75
Coût du kWh (€/kWh)	0,21	0,26	0,36	0,57	1,04

Surfaces relatives à S5 (m ²)	15	20	30	40	70
Coût du kWh (€/kWh)	0,17	0, 23	0, 31	0,49	0,96

II.4.4. Estimation des performances du système

Après avoir déterminé la surface du système optimum pour une à deux chutes de tension autorisées (40 et 70 m²), il semble intéressant de connaître la valeur des flux d'énergie afin de quantifier les performances d'un tel système. Ces valeurs sont des indicateurs de l'impact du système PV en toiture sur le réseau électrique.

Afin d'estimer ce dernier, nous allons analyser les performances du système sous trois aspects différents :

- le premier est un bilan énergétique qui détermine l'énergie fournie à la charge, le surplus énergétique fourni au réseau ainsi que la part assurée par le réseau ;
- le deuxième est le gain réalisé sur la consommation d'électricité suite à l'installation du système PV en toiture ;
- le troisième est le calcul des pertes évitées le long du bout de ligne.

Les résultats obtenus sont relatifs à la stratégie S5 pour des surfaces égales à 40 m² et 70 m² pour le dipôle numéro 5.

II.4.4.a . Distribution de l'énergie

L'interaction entre le système PV en toiture et le réseau électrique est « bi-directionnelle » : le surplus d'énergie produit par le système en toiture est injecté dans le réseau électrique et de l'énergie peut-être fournie par le réseau à la charge si nécessaire. Les performances du système étudié peuvent être estimées en calculant le bilan énergétique du système noté E_G . E_G est déterminé de la manière suivante :

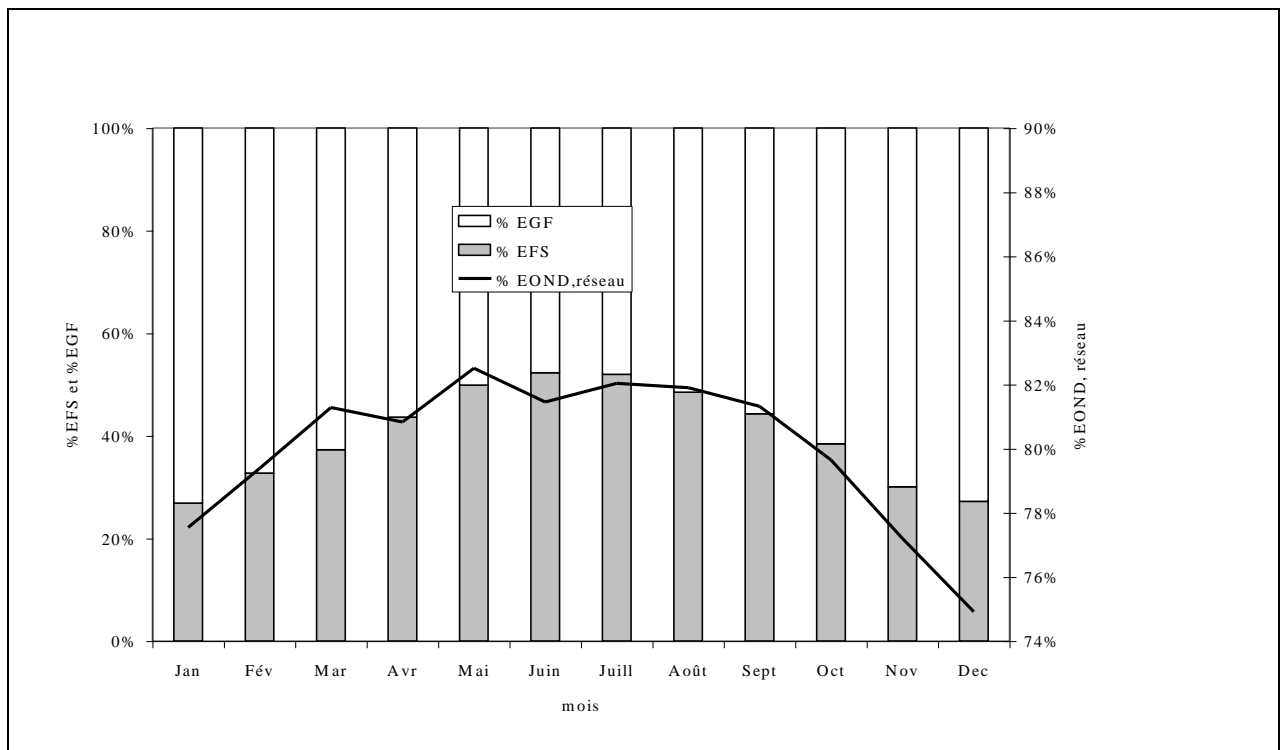
$$E_G = E_{OND} - L \quad (II. 10)$$

Où L représente la charge appelée et E_{OND} l'énergie issue de l'onduleur.

Une valeur positive de E_G implique une fourniture d'énergie au réseau ce qui correspond à l'énergie en sortie d'onduleur que nous avons appelé énergie indirecte et notée : $E_{OND,INDI}$. Si la valeur de E_G est négative alors l'énergie qui assure la charge est partiellement ou totalement issue du réseau électrique ($E_{Réseau}$).

$E_{OND,DI}$ représente la part de l'énergie produite par le système PV qui est directement utilisée par le consommateur ($E_{OND,DI} = E_{OND} - E_{OND,INDI}$). La « fraction solaire » ($\%E_{FS}$) est le rapport entre $E_{OND,DI}$ et la charge L . Elle est calculée pour souligner la part de l'énergie solaire qui assure la charge. $\%E_{OND,réseau}$ qui est le rapport entre $E_{OND,INDI}$ et la puissance de sortie de l'onduleur E_{OND} , désigne le pourcentage de l'énergie issue du système PV qui est fournie au réseau. Le pourcentage d'énergie provenant du réseau qui assure la charge est exprimé par $\%E_{GF}$. Tous ces paramètres sont présentés sous la forme de valeurs mensuelles sur les *Figures II. 23 et II. 24*.

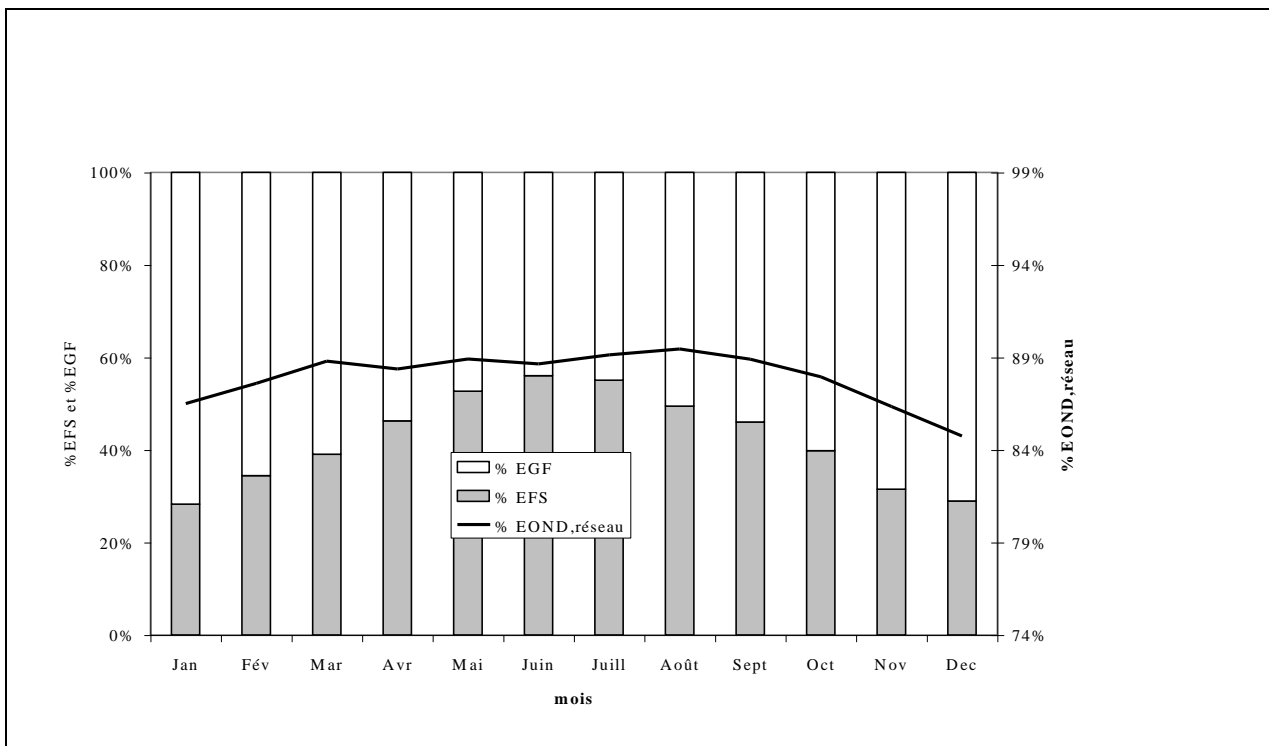
Figure II.23 : Bilan énergétique mensuel du système PV en toiture pour une surface de modules égale à 40 m²



Les résultats obtenus montrent qu'un système photovoltaïque qui a une surface installée de 40 m² est capable de couvrir 40,3 % de la consommation annuelle totale contre 42,3 % pour une surface de capteurs égale à 70 m². Nous pouvons remarquer qu'une variation importante de la surface de modules n'induit pas une augmentation notable de l'énergie issue du champ et utilisée par l'habitation. Le surplus énergétique qui est fourni au réseau varie peu, bien que la surface installée augmente de 20 m² (les moyennes annuelles sont de l'ordre de 88 % pour une surface de 70 m² et 80 % pour une surface de 40 m²).

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.

Figure II.24 : Bilan énergétique mensuel du système PV en toiture pour une surface de modules égale à 70 m²



II.4.4.b. Pertes de ligne évitées

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.

Lorsque des unités de production décentralisées sont installées sur le réseau de distribution, l'électricité destinée au consommateur parcourt une distance moins importante. En conséquence, l'énergie consommée dans les câbles et les lignes de transmission est réduite. La diminution de ces pertes représente un bénéfice non négligeable pour les compagnies d'électricité qui peut s'élever à plusieurs milliers d'euros pour les compagnies américaines (Haas, 1995) lorsque les unités de production décentralisées atteignent plusieurs Mégawatt.

Les pertes électriques se produisent dans le transformateur et les autres appareils de transport et de distribution et l'amplitude de celles-ci est égale au produit entre le carré du courant et la résistance du dipôle. Les pertes peuvent donc diminuer en réduisant soit le courant soit la résistance. Réduire la résistance requiert le remplacement de l'équipement ; réduire le courant nécessite de diminuer la charge ou délivrer une partie de celle-ci localement par l'intermédiaire d'une unité PV.

L'objectif de cette partie est d'évaluer les pertes évitées sur la totalité du site étudié. Celles-ci sont calculées sur chaque segment et sommées pour obtenir la valeur mensuelles des ces pertes sur tout le bout de ligne.

Les calculs sont basés sur les caractéristiques du réseau de distribution basse tension et sur les performances du système PV. En effet, il est indispensable de connaître le courant circulant dans chaque segment ainsi que le courant en sortie de l'onduleur.

Calcul des pertes de ligne (Haas, 1959)

Les pertes de ligne sont égales au produit du courant (I_l) au carré circulant dans le dipôle par la résistance (R_l) de celui-ci. Comme le réseau de distribution est triphasé :

$$\text{Pertés (W)} = 3 \times I_l^2 \times R_l \quad (\text{II. 11})$$

Calcul des pertes évitées (Haas, 1959)

Les pertes évitées sur le dipôle considéré sont égales à la différence entre les pertes qui apparaissent avec et sans champ PV.

$$\text{PE(W)} = 3 \times I_l^2 \times R_l - 3(I_l - I_{OND})^2 \times R_l \quad (\text{II. 12})$$

$$\text{PE (W)} = 6 \times R_l \times I_l \times I_{OND} - 3 \times R_l \times I_{OND}^2 \quad (\text{II. 13})$$

Les résultats des simulations concernant les pertes évitées mensuelles sont indexées dans le *Tableau II.11*. Nous observons que les valeurs diffèrent selon les mois et qu'il existe un écart important entre les mois de janvier et de mai. En hiver, la différence entre les résultats correspondant aux deux surfaces est infime car l'ensoleillement est plus faible. En conclusion la surface, durant ces mois, n'a pas une grande influence sur nos résultats.

Tableau II.11: Pourcentage mensuel des pertes évitées relatif à la stratégie S5

mois	% pertes évitées	% pertes évitées
	pour $s = 40 \text{ m}^2$	pour $s = 70 \text{ m}^2$
janvier	20,2%	21,2%
février	27,1%	29,0%
mars	33,2%	36,7%
avril	39,5%	39,5%
mai	49,3%	56,5%
juin	49,1%	55,7%
juillet	45,9%	51,2%
août	40,9%	46,4%
septembre	32,5%	34,8%
octobre	32,5%	33,8%
novembre	21,5%	22,8%
décembre	20,5%	21,6%

II.4.5. Calcul des émissions de CO₂ évitées

Les émissions générées par les différents secteurs (domestique, industriel, transports....) provoquent une dégradation progressive de la qualité de l'air, aggravent l'effet de serre et augmentent les pluies acides. Tout au long de la durée de vie d'un système PV connecté au réseau, les substances nuisibles pour la santé et l'environnement ne seront pas émises.

Ce paragraphe présente des résultats qui montrent que les systèmes PV connectés au réseau électrique sont en mesure de réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO₂). Le dioxyde de soufre (SO₂) et les oxydes d'azote (NO_x) rejetés dans l'atmosphère par les énergies fossiles ne seront pas pris en compte ; le CO₂ étant rejeté en plus grandes quantités.

L'énergie investie dans la production, l'installation, les opérations de maintenance, le démantèlement et le recyclage des systèmes connectés au réseau est considérée comme nulle. Cette approximation est due au manque d'informations sur le sujet. Nous avons calculé le CO₂ annuel évité à partir de l'énergie PV consommée par le particulier en faisant l'hypothèse que chaque kWh produit par le système connecté au réseau se substitue à un kWh produit par une énergie conventionnelle (Bernal-Agustin, 2006).

Tableau II.12. CO₂ annuel non rejeté dans l'atmosphère

Dipôle 1		Dipôle 2		Dipôle 3		Dipôle 4		Dipôle 5	
<i>S (m²)</i>	<i>CO₂ (T)</i>	<i>S (m²)</i>	<i>CO₂ (T)</i>	<i>S (m²)</i>	<i>CO₂ (T)</i>	<i>S (m²)</i>	<i>CO₂ (T)</i>	<i>S (m²)</i>	<i>CO₂ (T)</i>
45	0,95	35	0,89	25	0,85	20	0,83	15	0,78
60	0,94	45	0,92	30	0,88	45	0,86	20	0,83
75	0,96	60	0,94	40	0,91	35	0,89	30	0,88
110	0,99	85	0,97	55	0,93	45	0,92	40	0,91
180	1,01	140	1,00	95	0,97	75	0,96	70	0,95

Les résultats (*Tableau II.12*) montrent que le CO₂ annuel évité avoisine la tonne quelle que soit la surface considérée. Les systèmes décentralisés semblent être une alternative sérieuse pour combattre les méfaits de la pollution engendrée par les énergies fossiles. Il nous manque cependant une donnée importante pour pouvoir affirmer que les systèmes à énergies renouvelables sont totalement propres ; en effet nous n'avons pas à notre disposition les coûts cachés de leur fabrication.

II.4.6. Conclusion

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 ;
- le problème des chutes ne peut être résolu uniquement par l'intermédiaire du PV car certaines chutes apparaissent en dehors des heures d'ensoleillement.

Nous avons vu que ces systèmes offraient de nombreux bénéfices au consommateur et à la compagnie d'électricité. Les résultats de la simulation montrent que les systèmes en toiture sont capables de couvrir une part importante de la consommation électrique de l'habitation (entre 40,3 % et 42,3 % selon la surface étudiée). L'énergie que doit fournir le réseau diminue, ce qui permet de résoudre en partie le problème des chutes de tension.

De plus, l'habitation peut devenir un fournisseur d'électricité l'après-midi lorsque la charge appelée est plus faible. Toutefois, il serait nécessaire de trouver un juste équilibre entre ses besoins et la quantité d'énergie PV disponible.

Le bénéfice économique optimum est en fait de consommer toute l'énergie produite par le champ PV et donc de réduire directement l'énergie importée par le réseau. Une corrélation doit donc exister entre la charge et la production PV.

Cependant, si de tels systèmes sont capables d'abaisser la tension durant la journée dans les plages de tension acceptables, 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. Nous pouvons envisager deux solutions :

1. 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 : il peut être modifié en commandant le démarrage de ces appareils à une heure donnée. De cette façon les énergies horaires sont mieux réparties. 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.

2. 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 et que nous allons étudier par la suite.

II.5. SYSTEMES EN TOITURE CONNECTES AU RESEAU AVEC BATTERIES

II.5.1. Introduction

Dans le paragraphe précédent, nous avons constaté que les chutes de tension apparaissaient principalement en soirée et en début de matinée et ne pouvaient être totalement annulées par un système PV en toiture.

Dans le cadre de notre étude, les périodes de production et de forte consommation d'énergie sont la plupart du temps décalées. D'ailleurs, même lorsque ces périodes sont en phase, une parfaite adéquation entre les niveaux de production et de consommation d'énergie n'est pas totale. Nous avons autorisé 1 à 2 chutes de tension mensuelles au cours des périodes d'ensoleillement car leur disparition mène à des surfaces installées beaucoup trop importantes et non techniquement envisageables (> 1000 m² par 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 une batterie dans un système PV connecté au réseau électrique (Chowdhury, 1988). 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. 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 aujourd'hui 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, 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.

II.5.2. Les accumulateurs d'énergie

L'énergie solaire, en raison des fluctuations entre le jour et la nuit et des variations saisonnières, n'est pas disponible de façon régulière. Afin de compenser l'absence de production d'énergie au cours de ces périodes, un stockage d'énergie est nécessaire.

La capacité de stockage peut se diviser en deux termes : un stockage à court terme et un stockage à long terme. Le premier, appelé « effet tampon » de la batterie, représente l'énergie à satisfaire lors de passage nuageux. Le second, quant à lui, représente l'énergie à stocker pour assurer la charge durant les périodes sans ou à faible ensoleillement. C'est sur ce dernier que se porte notre choix.

Les accumulateurs électrochimiques requis pour niveler la charge doivent avoir les caractéristiques suivantes : haut rendement (70 – 85 %), durée de vie élevée (3000 - 4000 cycles), et faible coût. Nous considérerons uniquement le stockage électrochimique par l'intermédiaire de batteries au plomb qui sont, aujourd'hui, les plus utilisées.

II.5.2.a. Caractéristiques des accumulateurs d'énergie

Tension

La tension aux bornes d'un élément d'accumulateur au plomb est voisine de 2 V. Sa valeur varie entre 1,7 V et 2,4 V suivant l'état de charge dans les conditions normales de fonctionnement.

Capacité

La caractéristique essentielle d'une batterie est sa capacité. Celle-ci est fournie par les constructeurs pour un régime de décharge de 10 heures (C_{10}). Cependant, dans le cas d'applications photovoltaïques pour lesquelles les durées de charge et de décharge sont plus longues, les capacités sont exprimées en C_{100} .

La capacité est la quantité d'électricité, évaluée en ampères-heures (Ah), que peut débiter une unité de stockage pour un courant et une tension de fin de décharge bien définie. La capacité est proportionnelle à la quantité de matière mise en jeu, elle varie avec le temps de décharge, le régime qui lui est associé et la température.

L'état de charge est défini comme étant le rapport entre la quantité d'énergie dans la batterie et sa capacité nominale C_{nom} . Le paramètre qui caractérise l'énergie inutilisable d'une batterie est appelé profondeur de décharge ou DOD (Depth Of Discharge) (Tsuda, 1994 ; Van Dijk, 1996). Ce paramètre définit la quantité totale d'énergie que l'on peut décharger, en considérant qu'initialement l'accumulateur est à sa capacité nominale. Une batterie est en état de surcharge lorsqu'elle a atteint ou dépassé sa capacité nominale. Lors d'une surcharge, une forte élévation de la température s'accompagne d'une électrolyse de l'eau avec perte d'eau par évaporation. De la même façon, poursuivre la décharge de l'accumulateur sans limitation, i.e, sans déterminer l'arrêt de celle-ci conduirait :

- dans un premier temps, à l'impossibilité de recharger les accumulateurs ;
- dans un second temps, à la destruction des plaques due à la variation importante des volumes de matières.

Afin de ne pas endommager les batteries, il faut donc fixer un seuil de décharge maximal ou DOD. Selon les auteurs (Buchet, 1988 ; Donepudi, 1994), la valeur de la DOD est prise égale à 70 % ou 80 % de la capacité nominale de l'accumulateur. En ce qui concerne notre travail, ce paramètre sera égal à 70 %. Il faut, cependant, que la profondeur de décharge soit telle qu'elle puisse assurer complètement un pic de charge.

La variable SOC représente l'état de charge de la batterie. Elle est définie par la relation suivante (Tsuda, 1994):

$$SOC = 1 - DOD$$

Remarque : Au cours de nos simulations, l'état de charge de la batterie variera entre 30% et 100 % de la capacité nominale des accumulateurs.

Capacité nominale

Cette caractéristique qui est le paramètre que nous allons déterminer, définit la quantité d'électricité dont on peut disposer après l'avoir stockée. Le calcul de la capacité à installer dépend des paramètres spécifiques de l'utilisation (consommation, site d'installation) mais aussi de la technologie de construction des batteries.

Durée de vie

L'inconvénient majeur des accumulateurs d'énergie est lié à leur durée de vie limitée (nombre de cycles charge – décharge) par les dégradations chimiques des réactions. En effet, la durée de vie en cyclage (charge / décharge) dépend principalement de la profondeur de décharge imposée (rapport entre la quantité d'électricité déchargée et la capacité nominale), mais également d'autres paramètres tels que l'auto-décharge (pourcentage de perte en stockage), le rendement faradique (rapport entre les quantités chargées et déchargées) et la température d'utilisation.

Dans des conditions normales d'utilisation, la durée de vie dépend principalement de la température et de la profondeur de décharge de la batterie.

Influence de la température (Muselli, 1997)

On remarque, effectivement, que plus la température augmente plus la durée de vie de l'accumulateur d'énergie diminue.

TEMPERATURE	NOMBRE DE CYCLES
25°C	2500
35°C	1500
45°C	750

Exemple sur une batterie RGTS ou EGS cyclée quotidiennement à 15 %

Influence de la profondeur de décharge

La profondeur de décharge a une influence directe sur la durée de vie des accumulateurs. Elle est à une température moyenne de 25°C de :

PROFONDEUR DE DECHARGE	NOMBRE DE CYCLES
10 %	9000
20 %	5000
30%	4000
50 %	2500/3000
70 %	1500

Dans le cadre de notre travail, nous avons choisi un SOC égal à 70 %, ce qui signifie que la DOD a pour valeur 30 % (Seigneurbieux, 2005).

Auto – décharge

C'est la perte de capacité obtenue en laissant l'accumulateur au repos, c'est à dire sans charge un temps donné. Elle augmentera :

- avec le vieillissement naturel de l'accumulateur ;

- à la suite d'erreurs de manipulation (décharge trop profonde...);
- à la suite d'un défaut d'entretien (ajout d'acide sulfurique ou adjonction d'eau non déminéralisée ou non distillée);
- avec la température.

Autonomie sans entretien

D'une manière générale, une utilisation conforme aux normes établies par les constructeurs conduit à pas ou peu d'opération de maintenance. Cette autonomie correspond à la durée de vie dans le cas des batteries nickel-cadmium. Pour les autres, un contrôle du niveau de l'électrolyte et une mise à niveau avec de l'eau distillée sera nécessaire tous les 6 mois ou 2 ans, selon la réserve d'électrolyte propre à chaque accumulateur et les conditions climatiques.

II.5.2.b. Les rendements de conversion

Deux types de rendements sont définis (Armenta, 1989) :

- le rendement faradique qui correspond au rapport entre la quantité d'électricité débitée à la décharge (Ah) et la quantité d'électricité fournie lors de la charge (Ah). Ce rendement est de l'ordre de 90 %.
- le rendement énergétique qui est le rapport entre le nombre de Watt-heures déchargés et le nombre de Watt-heures chargés. Il est plus faible que le précédent (70 à 85%) car les ampères-heures ne sont pas stockés et restitués à la même tension. C'est d'ailleurs celui-ci que nous utiliserons au cours de nos simulations.

C. Armenta (1989) a montré que la batterie au plomb insérée dans le système qu'il a étudié a des rendements faradique et énergétique qui varient respectivement de 85 % à 74 % et de 69,3 % à 63,4 % pour des profondeurs de décharge allant de 16 % à 90 %.

En accord avec d'autres auteurs (Batteries Fulmen, 1995 ; Krenzinger, 1992 ; Oldham, 1992), nous considérerons que les deux rendements de charge (ρ_{ch}) et de décharge (ρ_{dch}) sont indépendants du régime et de l'état de charge de la batterie. Nous les prendrons tous deux égaux à 85 % (Centre d'Etude à la Décision sur les Energies Propres, 2005), ce qui conduit à un rendement énergétique global de la batterie de l'ordre de 72 %.

Pour résumer, une unité de stockage est caractérisée par :

- ses rendements de charge et de décharge,
- sa profondeur de décharge ou DOD,
- sa capacité nominale C_{nom} ,
- son état de charge SOC.

II.5.2.c. Le régulateur

Le régulateur de charge est un appareil qui se place entre la batterie et les panneaux PV pour éviter que l'accumulateur ne soit endommagé par un courant trop fort, ou inversement, qu'il ne se décharge trop. Son rôle principal est de réduire le courant quand la batterie est presque entièrement chargée car lorsqu'elle se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A ce moment là, le courant de charge doit être réduit non seulement pour éviter des dégâts mais également afin de mieux atteindre l'état de charge complet. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes, ce qui pourrait créer un court-circuit.

Le bon fonctionnement et la tenue des performances des accumulateurs résultent directement des conditions d'utilisation, en particulier de la charge et de la décharge. Afin de réaliser un contrôle précis des conditions de charge et de décharge, l'utilisation d'un régulateur est indispensable. Ce dispositif électronique de régulation calibré au mieux des besoins d'utilisation doit être intercalé entre les modules PV et la batterie d'accumulateur. Ce régulateur constitue le cœur du générateur et de lui dépendront la fiabilité et le rendement de l'ensemble du système photovoltaïque.

Ses fonctions sont les suivantes :

- déconnecter le générateur si la batterie est complètement chargée ;
- déconnecter la liaison batterie – utilisation si l'accumulateur a atteint le seuil de décharge autorisée.

II.5.3. Modélisation de la charge à assurer par la batterie

La charge à assurer est la donnée de base du dimensionnement d'un système photovoltaïque. 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 variation de tension autorisée par EDF étant de + 6 % / - 10 %, plusieurs scénarii de réduction peuvent être envisagés.

Une diminution trop importante est inutile car les chutes de tension doivent être inférieures à 10 % pour que le confort du consommateur soit assuré. C'est pour cette raison que nous retiendrons uniquement un cas d'étude. 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.

Détermination de l'énergie nécessaire pour assurer cette réduction

Nous allons déterminer la quantité d'énergie nécessaire tout au long de la journée pour supprimer les chutes de tension sur la totalité du bout de ligne. Plusieurs étapes sont nécessaires pour calculer cette quantité d'énergie par dipôle. En se basant sur des calculs simplifiés, il s'agit d'estimer le déficit énergétique horaire mensuel en fonction de la consommation et des chutes de tension qu'elle engendre. Le troisième paramètre dont il faut tenir compte correspond au seuil de chute de tension à atteindre. Les déficits mensuels ainsi obtenus seront transformés en déficits saisonniers.

Dans un premier temps, il est 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. Par ailleurs, et par effet de cascade, cela entraînerait une quantité d'énergie trop importante à fournir pour annuler les chutes de tension sur les autres dipôles.

Les *Tableaux II.13 à II.16* présentent les quantités d'énergie (kWh) devant être fourni à la charge en support du réseau pour abaisser à 9 % les chutes de tension tout au long de l'année (nous avons présenté ici un mois pour chacune des saisons). Seules les heures soumises à des contraintes de tension apparaissent dans les tableaux.

Remarque : *Dans chaque tableau les nombres écrits sous la forme dd' ont pour signification :*

- *d = numéro de dipôle sur lequel la réduction doit avoir lieu.*
- *d' = numéro du dipôle à équiper.*

Tableau II.13. Résultats relatifs au mois de Janvier

Tableaux II.14. Résultats relatifs au mois de Mai

Tableau II.15. Résultats relatifs au mois d'Août

Tableaux II.16: Résultats relatifs au mois d'Octobre

heures sujettes aux chutes de tension	41	42	43	44	45	46	47	48
7	26	9	6	4	4	3	3	3
12	54	19	13	8	7	6	6	5
19	127	46	30	19	17	15	13	13
20	127	46	30	19	17	15	13	13
21	55	20	13	8	8	6	6	6
22	87	32	20	13	12	10	9	9
capacité totale en kWh	476	172	112	71	65	55	50	49
heures sujettes aux chutes de tension	51	52	53	54	55	56	57	58
7	35	13	8	5	5	4	4	4
12	63	23	15	9	9	7	7	6
19	139	51	33	21	19	16	15	14
20	139	51	33	21	19	16	15	14
21	65	24	15	10	9	8	7	7
22	98	36	23	15	13	11	10	10
capacité totale en kWh	539	198	127	81	74	62	58	55
heures sujettes aux chutes de tension	61	62	63	64	65	66	67	68
7	49	18	11	7	7	6	5	5
12	79	29	19	12	11	9	8	8
19	160	58	38	24	22	19	17	16
20	160	58	38	24	22	19	17	16
21	81	30	19	12	11	9	9	8
22	116	42	27	17	16	13	12	12
capacité totale en kWh	645	235	152	96	89	75	68	65
heures sujettes aux chutes de tension	71	72	73	74	75	76	77	78
7	53	19	12	8	7	6	6	5
12	84	30	20	12	11	10	9	8
19	166	60	39	25	22	19	18	17
20	166	60	39	25	22	19	18	17
21	86	31	20	13	12	10	9	9
22	121	44	29	18	16	14	13	12
capacité totale en kWh	676	244	159	101	90	78	73	68
heures sujettes aux chutes de tension	81	82	83	84	85	86	87	88
7	54	20	13	8	7	6	6	5
12	85	31	20	13	12	10	9	9
19	167	61	39	25	23	19	18	17
20	167	61	39	25	23	19	18	17
21	87	32	21	13	12	10	9	9
22	123	45	29	18	17	14	13	12
capacité totale en kWh	683	250	161	102	94	78	73	69
Energie totale (kWh) installée sur le dipôle								
dipôle sur lequel la réduction doit se faire	d1 équipé	d2 équipé	d3 équipé	d4 équipé	d5 équipé	d6 équipé	d7 équipé	d8 équipé
4	476	172	112	71	65	55	50	49
5	539	198	127	81	74	62	58	55
6	645	235	152	96	89	75	68	65
7	676	244	159	101	90	78	73	68
8	683	250	161	102	94	78	73	69
Energie nécessaire (kWh) par habitation								
dipôle sur lequel la réduction doit se faire	d1 équipé	d2 équipé	d3 équipé	d4 équipé	d5 équipé	d6 équipé	d7 équipé	d8 équipé
4	59,5	12,2857	9,33333	3,73684	13	5,5	8,33333	12,25
5	67,375	14,1429	10,5833	4,26316	14,8	6,2	9,66667	13,75
6	80,625	16,7857	12,6667	5,05263	17,8	7,5	11,3333	16,25
7	84,5	17,4286	13,25	5,31579	18	7,8	12,1667	17
8	85,375	17,8571	13,4167	5,36842	18,8	7,8	12,1667	17,25

heures sujettes aux chutes de tension	41	42	43	44	45	46	47	48
7	40	14	9	6	5	5	4	4
12	32	12	7	5	4	4	3	3
19	69	25	16	10	9	8	7	7
20	140	51	33	21	19	16	15	14
21	69	25	16	10	9	8	7	7
22	101	37	24	15	14	12	11	10
capacité totale en kWh	451	164	105	67	60	53	47	45
heures sujettes aux chutes de tension	51	52	53	54	55	56	57	58
7	49	18	12	7	7	6	5	5
12	41	15	10	6	6	5	4	4
19	80	29	19	12	11	9	9	8
20	154	56	36	23	21	18	16	16
21	80	29	19	12	11	9	9	8
22	113	41	26	17	15	13	12	11
capacité totale en kWh	517	188	122	77	71	60	55	52
heures sujettes aux chutes de tension	61	62	63	64	65	66	67	68
7	64	23	15	9	9	7	7	6
12	55	20	13	8	7	6	6	6
19	97	35	23	14	13	11	10	10
20	175	64	41	26	24	20	19	18
21	97	35	23	14	13	11	10	10
22	131	48	31	19	18	15	14	13
capacité totale en kWh	619	225	146	90	84	70	66	63
heures sujettes aux chutes de tension	71	72	73	74	75	76	77	78
7	68	19	16	10	9	8	7	7
12	59	30	14	9	8	7	6	6
19	102	60	24	15	14	12	11	10
20	181	60	43	27	25	21	19	18
21	102	31	24	15	14	12	11	10
22	137	44	32	20	19	16	15	14
capacité totale en kWh	649	244	153	96	89	76	69	65
heures sujettes aux chutes de tension	81	82	83	84	85	86	87	88
7	70	25	16	10	9	8	7	7
12	61	22	14	9	8	7	6	6
19	103	37	24	15	14	12	11	10
20	183	67	43	27	25	21	20	19
21	103	37	24	15	14	12	11	10
22	138	50	33	21	19	16	15	14
capacité totale en kWh	658	238	154	97	89	76	70	66
Energie totale (kWh) installée sur le dipôle								
dipôle sur lequel la réduction doit se faire	d1 équipé	d2 équipé	d3 équipé	d4 équipé	d5 équipé	d6 équipé	d7 équipé	d8 équipé
4	451	164	105	67	60	53	47	45
5	517	188	122	77	71	60	55	52
6	619	225	146	90	84	70	66	63
7	649	244	153	96	89	76	69	65
8	658	238	154	97	89	76	70	66
Energie nécessaire (kWh) par habitation								
dipôle sur lequel la réduction doit se faire	d1 équipé	d2 équipé	d3 équipé	d4 équipé	d5 équipé	d6 équipé	d7 équipé	d8 équipé
4	56,375	11,7143	8,75	3,52632	12	5,3	7,83333	11,25
5	64,625	13,4286	10,1667	4,05263	14,2	6	9,16667	13
6	77,375	16,0714	12,1667	4,73684	16,8	7	11	15,75
7	81,125	17,4286	12,75	5,05263	17,8	7,6	11,5	16,25
8	82,25	17	12,8333	5,10526	17,8	7,6	11,6667	16,5

heures sujettes aux chutes de tension	41	42	43	44	45	46	47	48
11	48	17	11	7	6	6	5	5
19	85	31	20	13	12	10	9	9
20	121	44	28	18	16	14	13	12
21	117	42	27	17	16	14	12	12
capacité totale en kW h	371	134	86	55	50	44	39	38
heures sujettes aux chutes de tension	51	52	53	54	55	56	57	58
11	57	21	13	8	8	7	6	6
19	96	35	23	14	13	11	10	10
20	133	48	31	20	18	15	14	13
21	129	47	30	19	17	15	14	13
capacité totale en kW h	415	151	97	61	56	48	44	42
heures sujettes aux chutes de tension	61	62	63	64	65	66	67	68
11	73	26	17	11	10	8	8	7
19	114	41	27	17	15	13	12	12
20	153	56	36	23	21	18	16	16
21	149	54	35	22	20	17	16	15
capacité totale en kW h	489	177	115	73	66	56	52	50
heures sujettes aux chutes de tension	71	72	73	74	75	76	77	78
11	77	28	18	11	10	9	8	8
19	119	43	28	18	16	14	13	12
20	159	58	37	24	22	18	17	16
21	155	56	36	23	21	18	16	16
capacité totale en kW h	510	185	119	76	69	59	54	52
heures sujettes aux chutes de tension	81	82	83	84	85	86	87	88
11	78	18	18	12	11	9	8	8
19	121	28	28	18	16	14	13	12
20	161	38	38	24	22	19	17	16
21	156	37	37	23	21	18	17	16
capacité totale en kW h	516	121	121	77	70	60	55	52
Energie totale (kW h) installée sur le dipôle								
dipôle sur lequel la réduction doit se faire	d1 équipé	d2 équipé	d3 équipé	d4 équipé	d5 équipé	d6 équipé	d7 équipé	d8 équipé
4	371	134	86	55	50	44	39	38
5	415	151	97	61	56	48	44	42
6	489	177	115	73	66	56	52	50
7	510	185	119	76	69	59	54	52
8	516	121	121	77	70	60	55	52
Energie nécessaire (kW h) par habitation								
dipôle sur lequel la réduction doit se faire	d1 équipé	d2 équipé	d3 équipé	d4 équipé	d5 équipé	d6 équipé	d7 équipé	d8 équipé
4	46,375	9,57143	7,16667	2,89474	10	4,4	6,5	9,5
5	51,875	10,7857	8,08333	3,21053	11,2	4,8	7,33333	10,5
6	61,125	12,6429	9,58333	3,84211	13,2	5,6	8,66667	12,5
7	64,5	13,3571	10,0833	4,05263	14	6	9,16667	13,25
8	64,5	8,64286	10,0833	4,05263	14	6	9,16667	13

heures sujettes aux chutes de tension	41	42	43	44	45	46	47	48
8	40	14	9	6	5	5	4	4
13	32	12	7	5	4	4	3	3
20	69	25	16	10	9	8	7	7
21	140	51	33	21	19	16	15	14
22	69	25	16	10	9	8	7	7
23	101	37	24	15	14	12	11	10
capacité totale en kWh	451	164	105	67	60	53	47	45
heures sujettes aux chutes de tension	51	52	53	54	55	56	57	58
8	49	18	12	7	7	6	5	5
13	41	15	10	6	6	5	4	4
20	80	29	19	12	11	9	9	9
21	154	56	36	23	21	18	16	16
22	80	29	19	12	11	9	9	9
23	113	41	26	17	15	13	12	12
capacité totale en kWh	517	188	122	77	71	60	55	55
heures sujettes aux chutes de tension	61	62	63	64	65	66	67	68
8	64	23	15	9	9	7	7	6
13	55	20	13	8	7	6	6	6
20	97	35	23	14	13	11	10	10
21	175	64	41	26	24	20	19	18
22	97	35	23	14	13	11	10	10
23	131	48	31	19	18	15	14	13
capacité totale en kWh	619	225	146	90	84	70	66	63
heures sujettes aux chutes de tension	71	72	73	74	75	76	77	78
8	68	25	16	10	9	9	7	7
13	59	22	14	9	8	8	6	6
20	102	37	24	15	14	14	11	10
21	181	66	43	27	25	25	19	18
22	102	37	24	15	14	14	11	10
23	137	50	32	20	19	19	15	14
capacité totale en kWh	649	237	153	96	89	89	69	65
heures sujettes aux chutes de tension	81	82	83	84	85	86	87	88
8	70	25	16	10	9	8	7	7
13	61	22	14	9	8	7	6	6
20	103	37	24	15	14	12	11	10
21	183	67	43	27	25	21	20	19
22	103	37	24	15	14	12	11	10
23	138	50	33	21	19	16	15	14
capacité totale en kWh	658	238	154	97	89	76	70	66
Energie totale (kWh) installée sur le dipôle								
dipôle sur lequel la réduction doit se faire	d1 équipé	d2 équipé	d3 équipé	d4 équipé	d5 équipé	d6 équipé	d7 équipé	d8 équipé
4	451	164	105	67	60	53	47	45
5	517	188	122	77	71	60	55	55
6	619	225	146	90	84	70	66	63
7	649	237	153	96	89	89	69	65
8	658	238	154	97	89	76	70	66
Energie nécessaire (kWh) par habitation								
dipôle sur lequel la réduction doit se faire	d1 équipé	d2 équipé	d3 équipé	d4 équipé	d5 équipé	d6 équipé	d7 équipé	d8 équipé
4	56,375	11,7143	8,75	3,52632	12	5,3	7,83333	11,25
5	64,625	13,4286	10,1667	4,05263	14,2	6	9,16667	13,75
6	77,375	16,0714	12,1667	4,73684	16,8	7	11	15,75
7	81,125	16,9286	12,75	5,05263	17,8	8,9	11,5	16,25
8	82,25	17	12,8333	5,10526	17,8	7,6	11,6667	16,5

Nous avons vu, précédemment, que seules les capacités de petites tailles seront 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. En effet, si l'on étudie les résultats précédents, le dipôle 4 est celui qui demande le moins de stockage d'énergie par habitation (19 kWh). Par contre, on en dénombre seulement 4 sur le dipôle 8. Le stockage nécessaire par dipôle y est donc le plus faible.

Concernant le dipôle sur lequel la réduction des chutes de tension doit avoir lieu, une série de simulations ont testé ces quantités d'énergie mensuelles. Si les contraintes imposées sont respectées nous choisirons la capacité d'énergie à fournir pour rester dans les plages de tension autorisée. Au vu des résultats, la tension sera abaissée sur le dipôle 5 et le dipôle 4 sera équipé. De la même façon, des systèmes PV seront installés sur la totalité du dipôle 8 afin de réduire la tension sur le dipôle 7.

Des tests effectués (*Tableaux II.17 et II.18*) aux heures de pointe avec les quantités d'énergie que nous avons retenues montrent que les chutes de tension ne perturbent plus le confort du client.

Tableaux II. 17 : Tests relatifs à la stratégie d'étude '54' et aux mois de Janvier et Décembre sur toute la période de simulation (chute de tension - %)

heures	dipole 1	dipole 2	dipole 3	dipole 4	dipole 5	dipole 6	dipole 7	dipole 8
7	1,79	4,55	6,37	8,64	8,90	9,26	9,28	9,21
12	1,85	4,69	6,51	8,67	8,86	9,07	8,98	8,83
19	1,96	4,88	6,58	8,30	8,28	8,01	7,56	7,15
20	1,96	4,88	6,58	8,30	8,28	8,01	7,56	7,15
21	1,82	4,61	6,38	8,45	8,62	8,77	8,64	8,47
22	1,88	4,71	6,45	8,34	8,43	8,39	8,12	7,84
heures	dipole 1	dipole 2	dipole 3	dipole 4	dipole 5	dipole 6	dipole 7	dipole 8
8	1,82	4,62	6,44	8,65	8,88	9,16	9,13	9,02
13	1,79	4,56	6,37	8,60	8,84	9,16	9,15	9,06
20	1,86	4,68	6,44	8,46	8,60	8,68	8,49	8,28
21	2,00	4,95	6,65	8,31	8,26	7,91	7,41	6,96
22	1,86	4,68	6,44	8,46	8,60	8,68	8,49	8,28
23	1,92	4,78	6,51	8,36	8,41	8,29	7,97	7,64

Tableau II.18 : Tests relatifs à la stratégie d'étude '78' et au mois de Novembre sur toute la période de simulation (chute de tension - %)

heures	dipole 1	dipole 2	dipole 3	dipole 4	dipole 5	dipole 6	dipole 7	dipole 8
8	1,82	4,62	6,44	8,65	8,88	9,16	9,13	9,02
13	1,79	4,56	6,37	8,60	8,84	9,16	9,15	9,06
20	1,95	4,93	6,84	9,08	9,28	9,47	9,36	9,19
21	2,23	5,58	7,63	9,87	9,96	9,90	9,58	9,24
22	1,95	4,93	6,84	9,08	9,28	9,47	9,36	9,19
23	2,05	5,16	7,10	9,29	9,43	9,49	9,26	9,01

Suite à cela, le calcul de la quantité d'énergie mensuelle que l'on doit apporter pour obtenir une réduction des chutes est à effectuer. Les résultats obtenus (*Figures II.25 et II.26*) seront ramenés à des énergies horaires saisonnières. De cette façon, nous obtiendrons un profil de charge journalier à fournir à l'utilisateur pour lui assurer un confort total. Il est, dans le cas du Profil 1, d'environ 4 kWh/j, et de 16 kWh/j en ce qui concerne le Profil 2.

Figure II.25: Energie saisonnière nécessaire pour abaisser à 9 % les chutes de tension qui surviennent sur le dipôle numéro 5

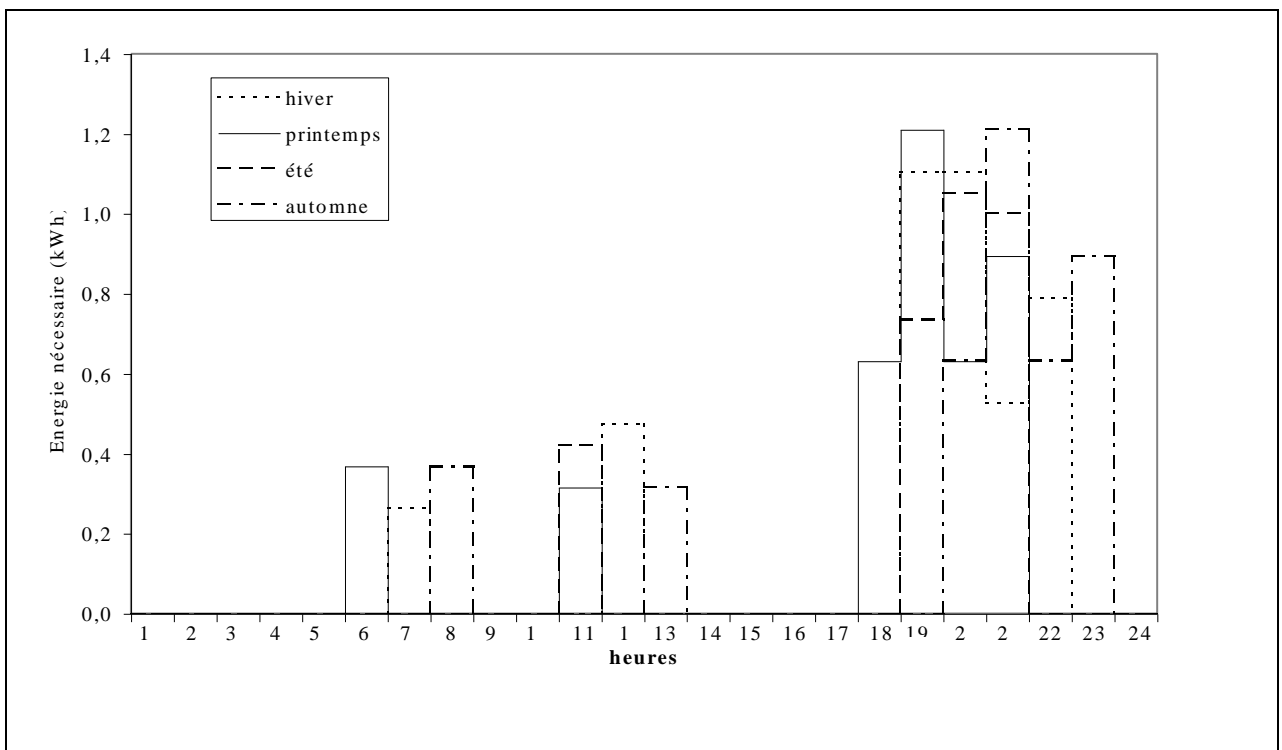
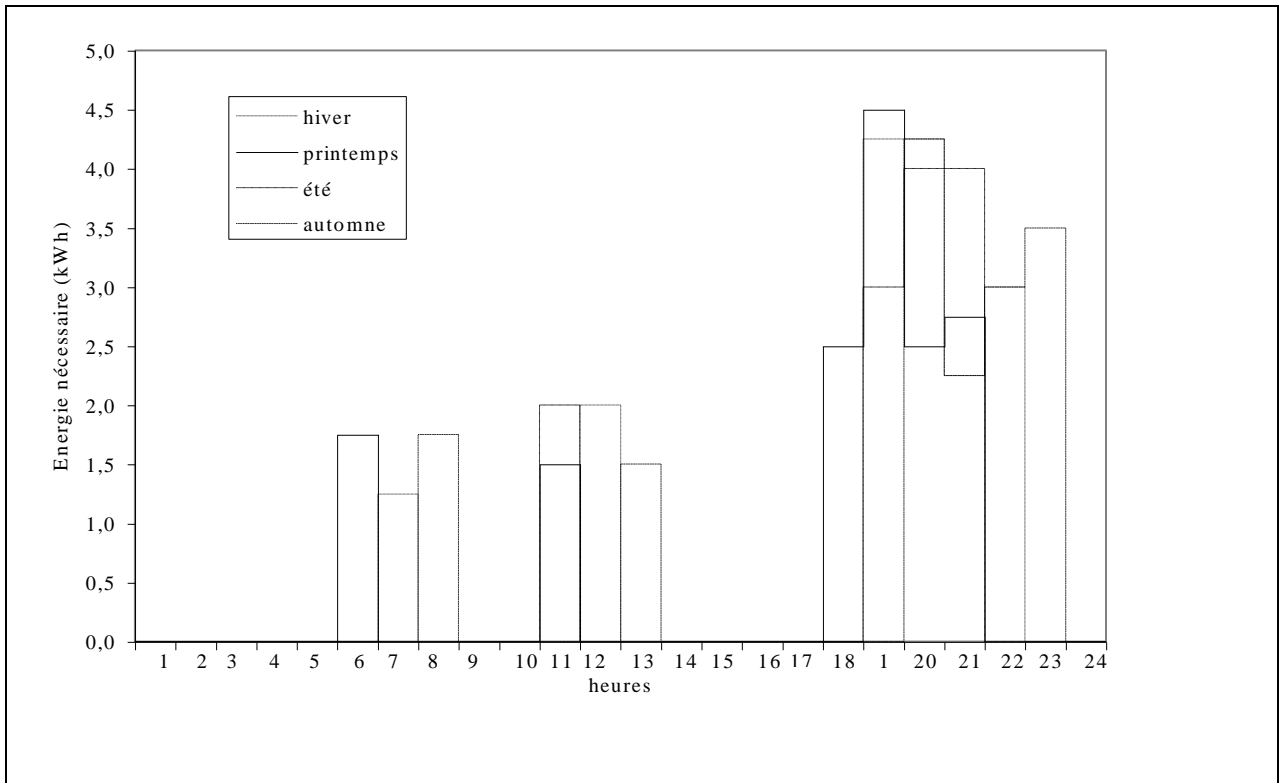


Figure II.26: Energie saisonnière nécessaire pour abaisser à 9 % les chutes de tension qui surviennent sur le dipôle numéro 7



II.5.4. Méthode de dimensionnement

Nous avons vu que les chutes de tension entraînaient une mauvaise qualité du service électrique et qu'un éventuel accroissement de la demande s'avérait impossible. Nous avons déterminé la surface nécessaire pour pallier les chutes de tension durant les périodes d'ensoleillement. Néanmoins, le problème de celles qui surviennent en soirée et au cours de passages nuageux persiste et doit être résolu.

Dans notre cas, à partir des données (irradiations, profils de charge) précédemment utilisées le comportement du système énergétique est simulé sur la base d'une approche globale. Ce système doit pallier les chutes de tension tout au long de l'année pour assurer confort et qualité de courant à l'utilisateur. Les fluctuations météorologiques au cours du temps

vont avoir une incidence importante sur le dimensionnement du système car elles le contraignent à fonctionner en régime instationnaire. La méthode de simulation que nous avons utilisée correspond à différentes méthodes décrites dans la littérature (Ambrosone, 1985 ; Muselli, 1997 ; Notton, 1992) basées sur un bilan énergétique du système et sur les équations de continuité appliquées au stockage électrochimique.

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 effectué pour relever la tension dans cette zone rurale qui se trouve être un bout de ligne. La batterie (1176 kWh) est utilisée pour corrélérer la production des panneaux (d'une puissance installée de 80 kW) et la consommation d'électricité.

Nous décrirons, dans un premier temps, les variables utilisées au cours de la modélisation du système global ainsi que les relations liant ces paramètres entre eux. Dans un second temps, nous détaillerons les configurations pour lesquelles nous avons optées. Le calcul du kWh consommé par l'utilisateur ainsi que les contraintes de minimisation conduiront au système optimal.

Au cours de cette étude, nous considérerons le comportement du système PV avec batteries comme étant idéal, i.e. avec un contrôleur de charge parfait qui permet à la batterie d'éviter les surcharges ou de chuter sous le maximum de DOD permis.

La *Figure II.27* donne les grandes lignes de la méthode de dimensionnement que nous développerons par la suite.

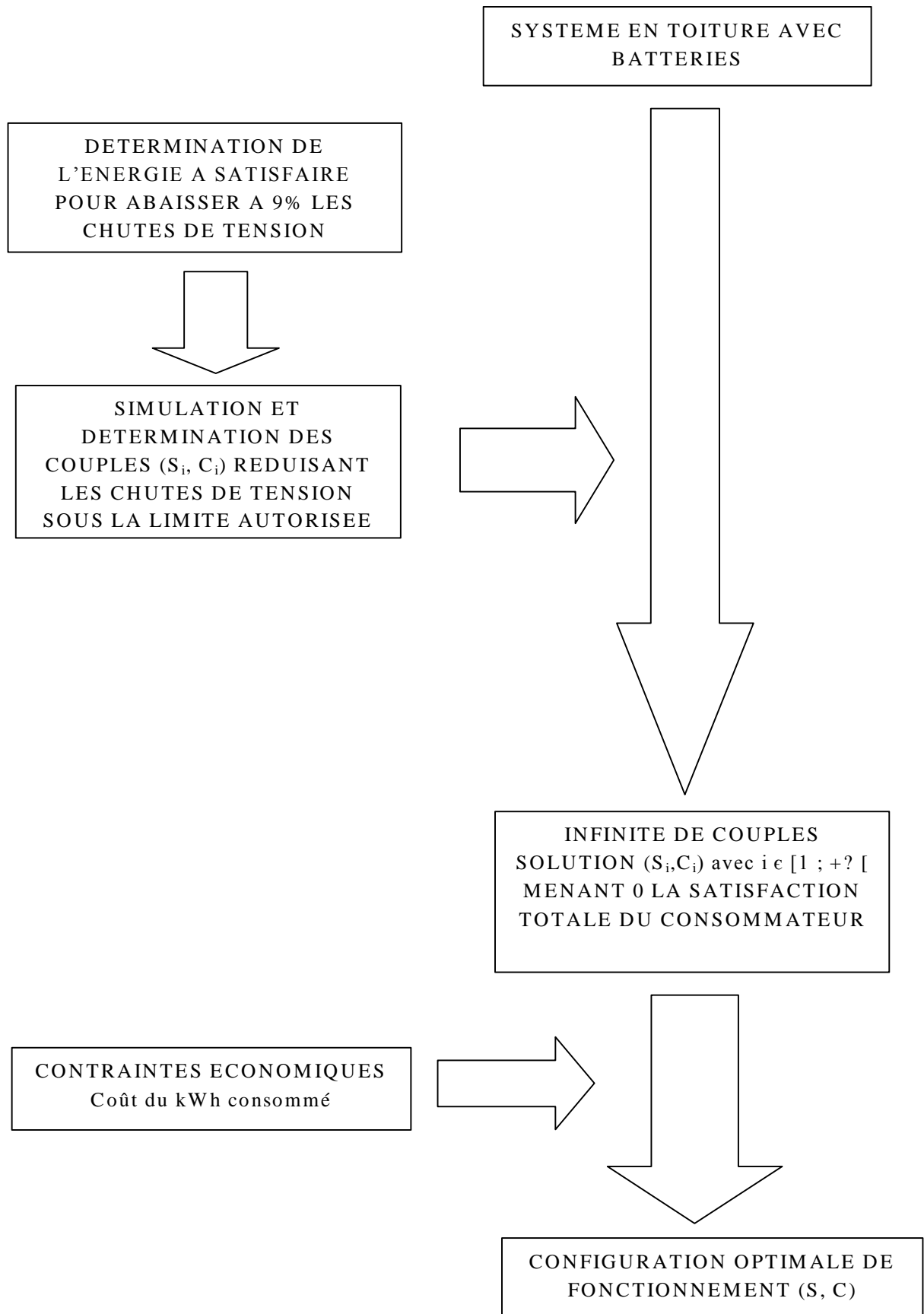


Figure II.27 : Synopsis de la méthode de dimensionnement

Description des différents paramètres utilisés au cours de l'étude :

La puissance nominale du chargeur (modules photovoltaïques couplés ou non au réseau) est liée à la capacité nominale des batteries par la relation suivante (Muselli, 1997) :

$$P_{chargeur} = \frac{C_{nominale}}{5} \quad (II.14)$$

Energie entrant dans la batterie pendant un temps de charge Δt :

$$C'(t) = \rho_{ch} \int_{\Delta t} [P_{ond}(t) + P_{Réseau}(t) - L(t)] dt \quad (II.15)$$

Energie sortant de la batterie pendant un temps de charge Δt :

$$C''(t) = \frac{1}{\rho_{dch}} \int_{\Delta t} [P_{ond}(t) + P_{Réseau}(t) - L(t)] dt \quad (II.16)$$

L'état énergétique de la batterie est défini sur une période unitaire par la relation suivante :

$$C(t) = C(t - \Delta t) + C'(t) + C''(t) \quad (II.17)$$

L'énergie perdue pendant Δt est égale à :

$$E_{perdue}(t) = \frac{1}{\rho_{dch}} [C(t - \Delta t) + C'(t) + C''(t) - C_{nominale}] \quad (II.18)$$

Le bilan de la batterie noté $P_{bilan}(t)$. Δt est fonction de la puissance de charge fournie par le réseau électrique, de la puissance de sortie de l'onduleur et de la puissance à fournir à la charge pour limiter les chutes de tension à 9 %.

II.5.5. Modes de fonctionnement

Afin d'assurer la charge tout au long de la journée, nous proposons d'installer 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) optimal (surface de modules PV, capacité nominale de la batterie), issu d'une optimisation énergéico - économique. Pour cela, notre méthode a été axée sur deux hypothèses de charge des batteries (stratégie 1, stratégie 2).

Les points suivants décrivent l'action combinée du PV et de la batterie suivant deux types de stratégie de fonctionnement. Dans les deux cas, en entrée de chaque pas de simulation, nous devons déterminer un certain nombre de variables :

- la puissance de sortie de l'onduleur ;
- la puissance à assurer par le système pour limiter les chutes de tension ;
- le bilan énergétique de la batterie.

Le bilan énergétique de la batterie indique le mode de fonctionnement du système. Si il est positif la batterie est en charge. Dans le cas contraire la batterie débute son cycle de décharge. Par hypothèse, nous considèrerons que le système ne tombe jamais en panne ($SOC < C_{min}$). Si le SOC est supérieur à $C_{nominale}$, le système fourni l'excédent à la charge ou au réseau électrique (le champ PV ne recharge plus les batteries).

Remarque : Le seuil de démarrage de la batterie est égal à 30 % de sa puissance nominale et son seuil d'arrêt correspond à $SOC = C_{nominale}$.

II.5.5.a. Stratégie 1

1. En début de matinée, en raison des périodes de décharge de la veille, le 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 ($P_p > P_l$), 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 II.28.* illustre le principe de fonctionnement de la stratégie 1.

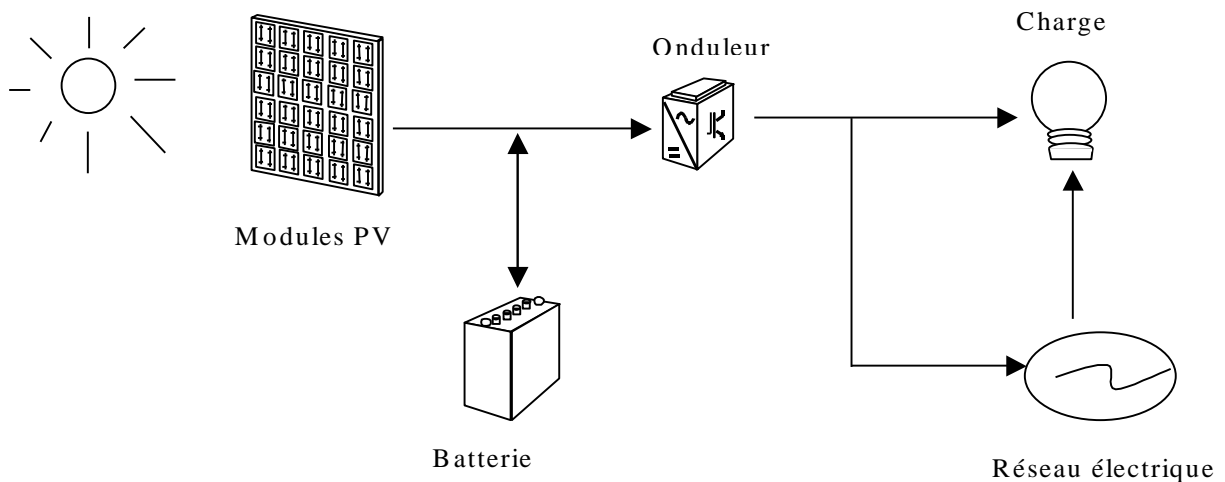


Figure II.28. Mode de fonctionnement du système PV

II.5.5.b. Stratégie 2

Un autre mode de fonctionnement peut-être envisagé (*Figure II.29*). A la différence de la stratégie 1, le réseau contribue à charger les batteries.

1. Les batteries sont chargées (en capa , $\text{capa}/2$, $\text{capa}/3$, $\text{capa}/4$ et $\text{capa}/5$) 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 est quant à lui vendu au réseau.

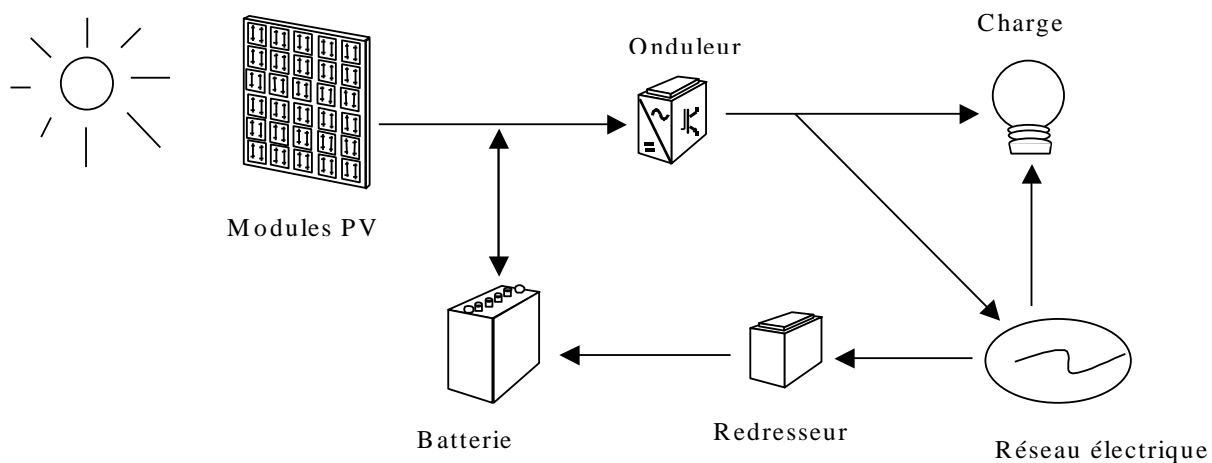


Figure II.29. Mode de fonctionnement du système PV

II.5.6. Courbes de dimensionnement

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. Sachant que la meilleure période d'utilisation de la production photovoltaïque correspond aux heures de pointe de la journée, cela diminue l'énergie provenant des batteries et optimise l'utilisation du PV.

Pour déterminer la courbe de dimensionnement du système, nous avons simulé son comportement. Comme le suggère Ambrosone (1985), nous avons utilisé un modèle linéaire validé par l'étude de la centrale de Paomia-Rondulinu (Notton, 1992) qui décrit la puissance électrique de sortie du système pour différentes surfaces. La connaissance de P_p , de P_l de l'énergie initiale C_0 stockée dans les batteries, nous a permis de simuler l'état de charge de la batterie pour chaque pas de temps.

Les courbes de dimensionnement 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 couple 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 II.30 à II.33*. Quel que soit le profil de charge et la stratégie utilisée, l'allure générale de la courbe de dimensionnement reste identique. L'observation de ces courbes laisse apparaître la présence de trois zones distinctes (une zone de forte pente, une seconde de pente moyenne et une troisième de pente très faible) où la capacité de stockage est une fonction linéaire décroissante de l'aire des modules.

Figure II.30. Courbe de dimensionnement relative au profil 1 pour la première stratégie

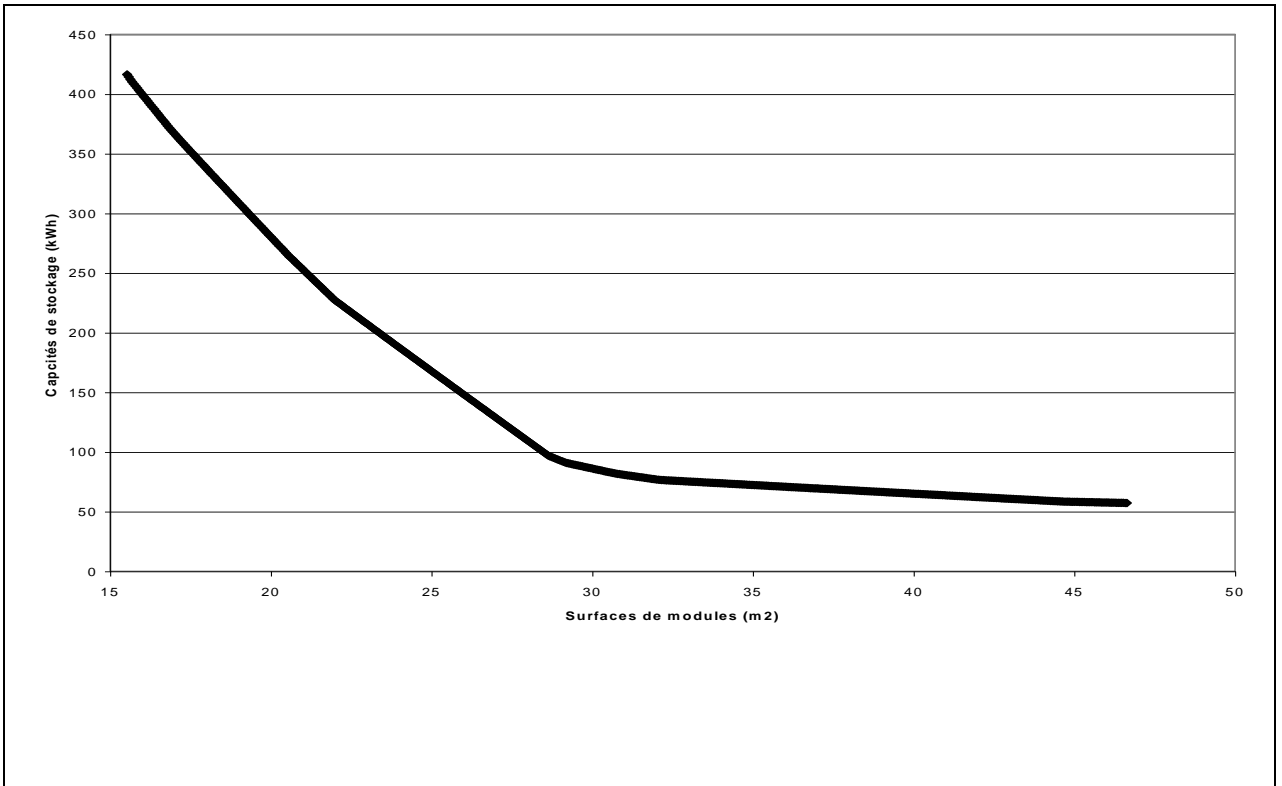


Figure II.31. Courbes de dimensionnement relatives au profil 1 pour la seconde stratégie

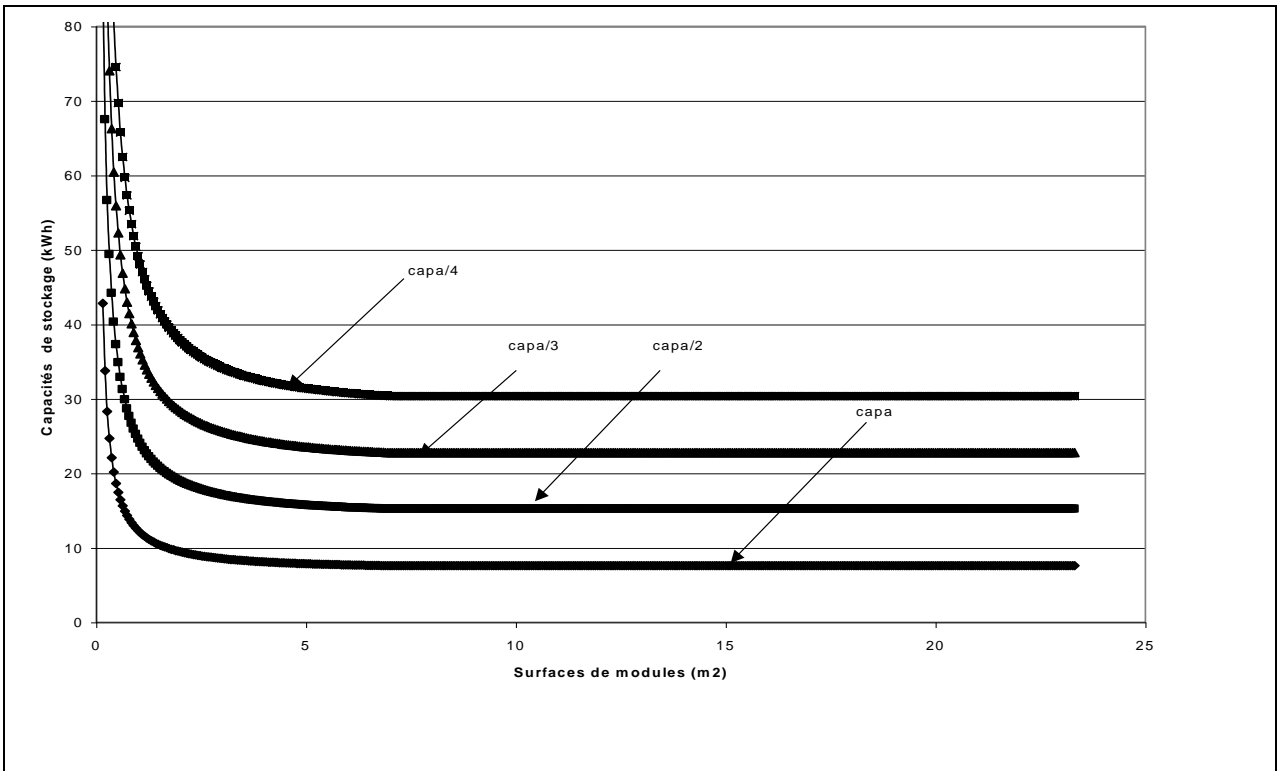


Figure II.32. Courbe de dimensionnement relative au profil 2 pour la première stratégie

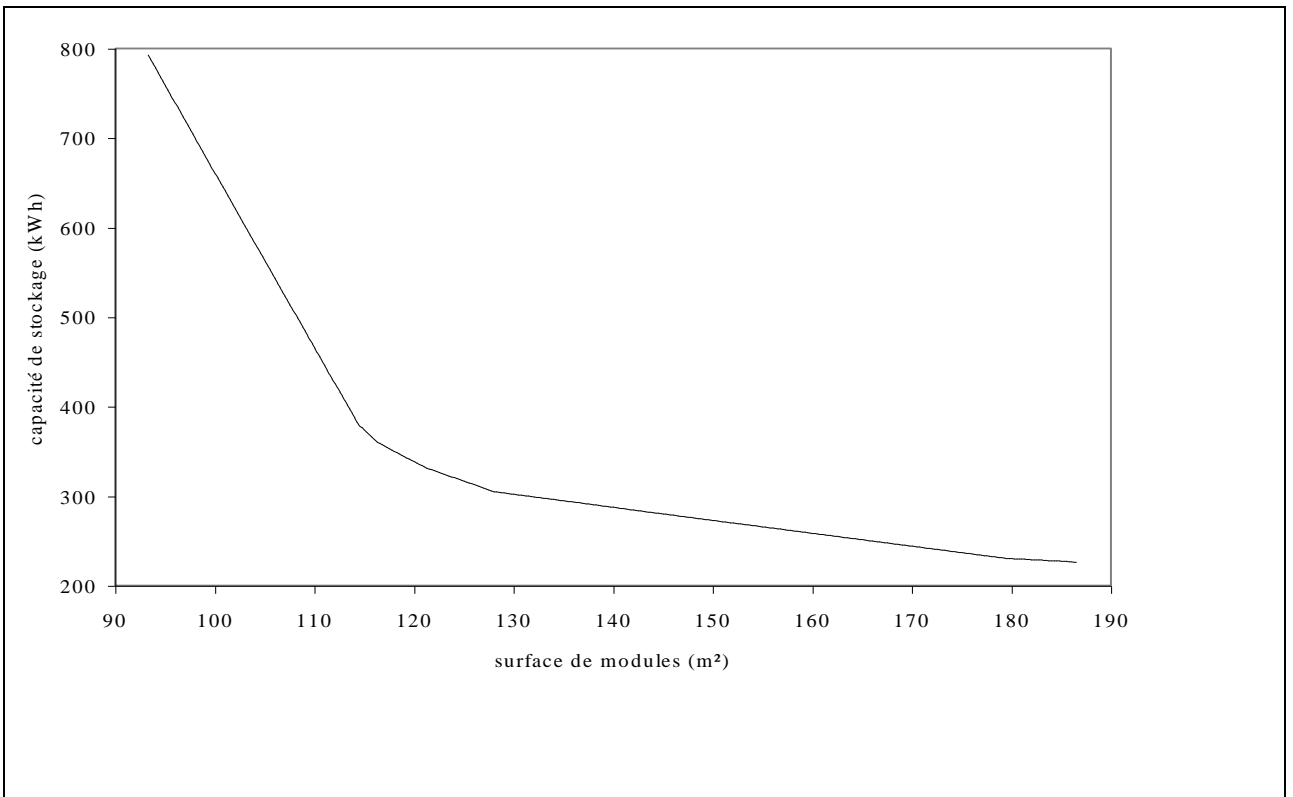
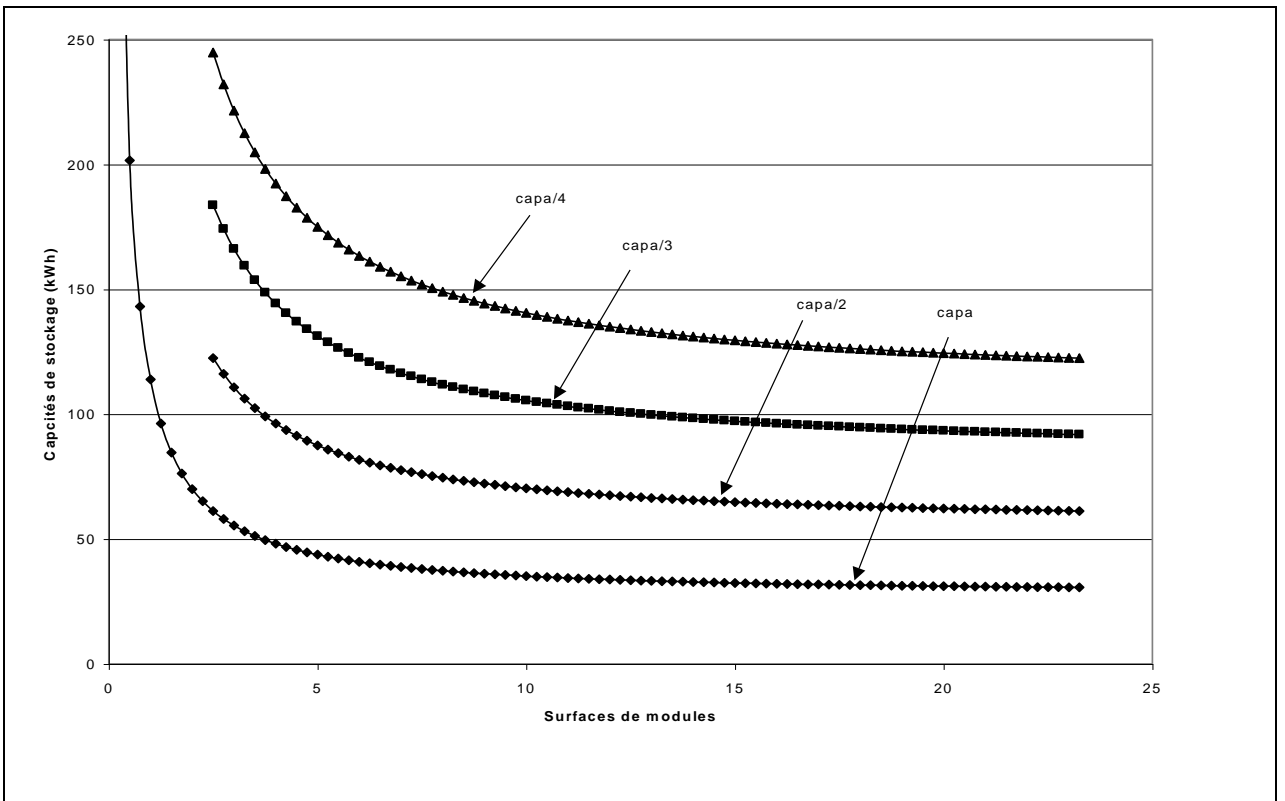


Figure II.33. Courbes de dimensionnement relatives au profil 2 pour la seconde stratégie



On remarque que pour de petites surfaces, la capacité des batteries requise est trop importante. Par contre, à partir d'une certaine valeur de 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 (liée 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.

II.5.7. Analyse économique

A partir des données d'ensoleillement, des deux profils de charge déterminés (*Figures II.25 et II.26*) et sur la base d'une approche globale du système, le comportement de l'énergie du système est simulé. Nous avons pu déterminer l'ensemble des couples (surface de capteur, stockage d'énergie) conduisant au confort de l'utilisateur.

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 va nous permettre de réduire cet ensemble de solutions. Le calcul du coût du kWh consommé couplé à une contrainte de minimisation conduit au système optimal.

Nous avons retenu les mêmes hypothèses économiques que dans le paragraphe précédent en y ajoutant les accumulateurs d'énergie.

II.5.7. a. L'investissement brut

Il suffit d'ajouter le coût des batteries à la formule vue précédemment.

Les accumulateurs d'énergie

Sur la base de documentations techniques, nous avons constaté que pour des batteries supérieures à 1 kWh/jour, le kWh oscille entre 200 € et 222 € (Batteries Oldham, Batteries Varta, Batteries Isofoton, SURTEC Ingenierie). En accord avec la littérature (Seigneurlieux, 2005), le coût du stockage électrochimique est estimé à 210 €/kWh. Il est noté C_{batt} . Comme le suggère différents auteurs, nous considérerons une durée de vie des batteries égale à 8 ans et celle-ci sera notée D_{batt} . Dès lors le calcul de l'investissement initial pour un système photovoltaïque est le suivant (Ambrosone, 1985) :

$$C_{brut} = S * (C_{mod} + C_{inv} + C_{supp} + C_{trans}) + (C_{nom} \times C_{batt}) + C_{raccor} \quad (II.19)$$

Et

$$INVEST = (1 + C_{install}) \times C_{brut} \quad (II.20)$$

III.5.7.b. Coût du kWh consommé par le système

Coût de remplacement

Nous avons vu que les modules ont une durée de vie égale à 25 ans ; il ne sera donc pas nécessaire de les changer. En revanche, ce n'est pas le cas des accumulateurs d'énergie qui ont une durée de vie plus courte de l'ordre de 7-8 ans, voire 10-12 ans si la régulation est bonne (Claverie, 2004). Par conséquent au cours de cette période il sera nécessaire de les changer. Le coût de remplacement des batteries est fonction du nombre de renouvellements effectués sur la période d'étude. Le coût de chaque remplacement est égal à celui de l'achat de la batterie effectué lors de l'installation.

$$\text{Coût de la batterie lors de l'installation :} \quad C_{nom} \times C_{batt} \quad (II.21)$$

Coût de la batterie l'année n :

$$C_{nom} \times C_{batt} \times (1 + a)^{-n} \quad (II.22)$$

Coût du remplacement des batteries :

$$C_{repl_batterie} = C_{nom} \times C_{batt} \times \sum_{i=1}^{nr} (1 + a)^{-\frac{D_{mod} \times i}{nr + 1}} \quad (II.23)$$

Où nr est le nombre de remplacements des batteries sur la durée de vie du système :

$$nr = INT \left(\frac{(2 \times D_{mod}) - 1}{2 \times D_{batterie}} \right) \quad (II.24)$$

Coût sur la durée de vie du système :

$$C_{vie} = INVEST + MAINT + C_{repl_batterie} + C_{remp} \quad (II.25)$$

Coût actualisé et coût du kilowattheure

$$COUT_{euro / kWh} = \frac{C_{actu} - Pr_{ofits}}{Consommation_{annuelle}} \quad (II.26)$$

Les Figures II.34 à II.37 présentent le coût du kilowattheure consommé en fonction de la surface de modules et ce pour les deux profils de charge.

Figure II.34. Coût du kWh et procédure d'optimisation (stratégie 1 – profil 1)

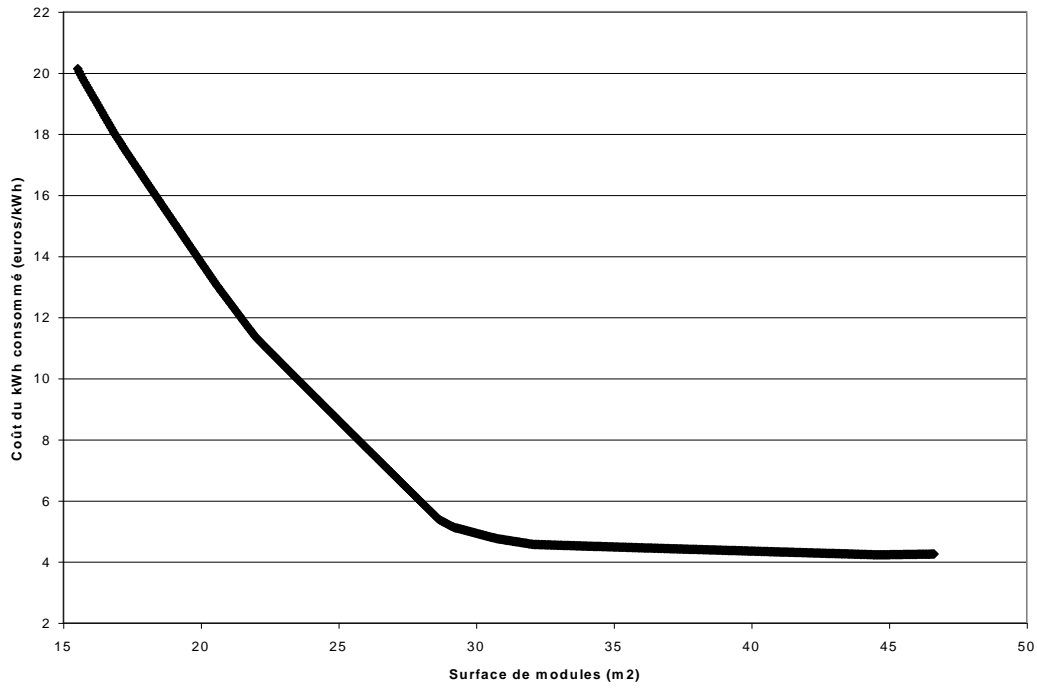
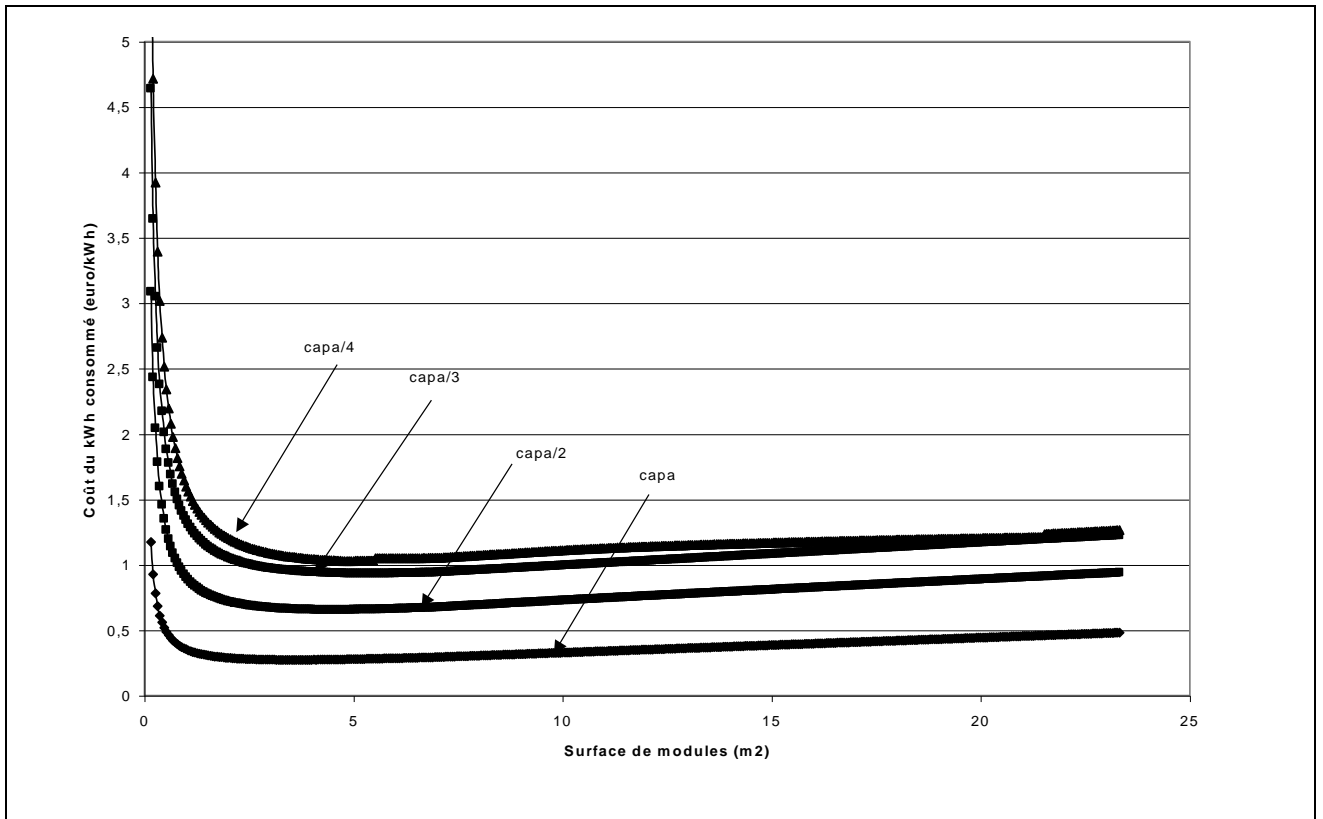


Figure II.35. Coût du kWh et procédure d'optimisation (stratégie 2 – profil 1)



Nous pouvons constater que les quatre courbes du coût actualisé en fonction de la surface de dimensionnement passent par un minimum (*Figures II.34 à II.37*), donc par un maximum de rentabilité. Par conséquent, ce point sera choisi comme étant le point optimum de dimensionnement du système photovoltaïque. Les différentes valeurs obtenues ont été reportées dans le *Tableau II.19*. Celui-ci regroupe, les surfaces de modules, la capacité de stockage ainsi que le coût du kilowatt-heure qui correspondent au système optimal pour chaque profil et chaque stratégie d'étude.

On note que le profil et le mode de remplissage des batteries ont une influence considérable dans le dimensionnement du système. Si l'on compare les deux profils lorsque la batterie est rechargée par le champ PV, on constate une augmentation très importante de la surface de module et de la capacité de la batterie. De la même façon, le coût du kWh consommé se trouve augmenté.

Figure II.36. Coût du kWh et procédure d'optimisation (stratégie 1 – profil 2)

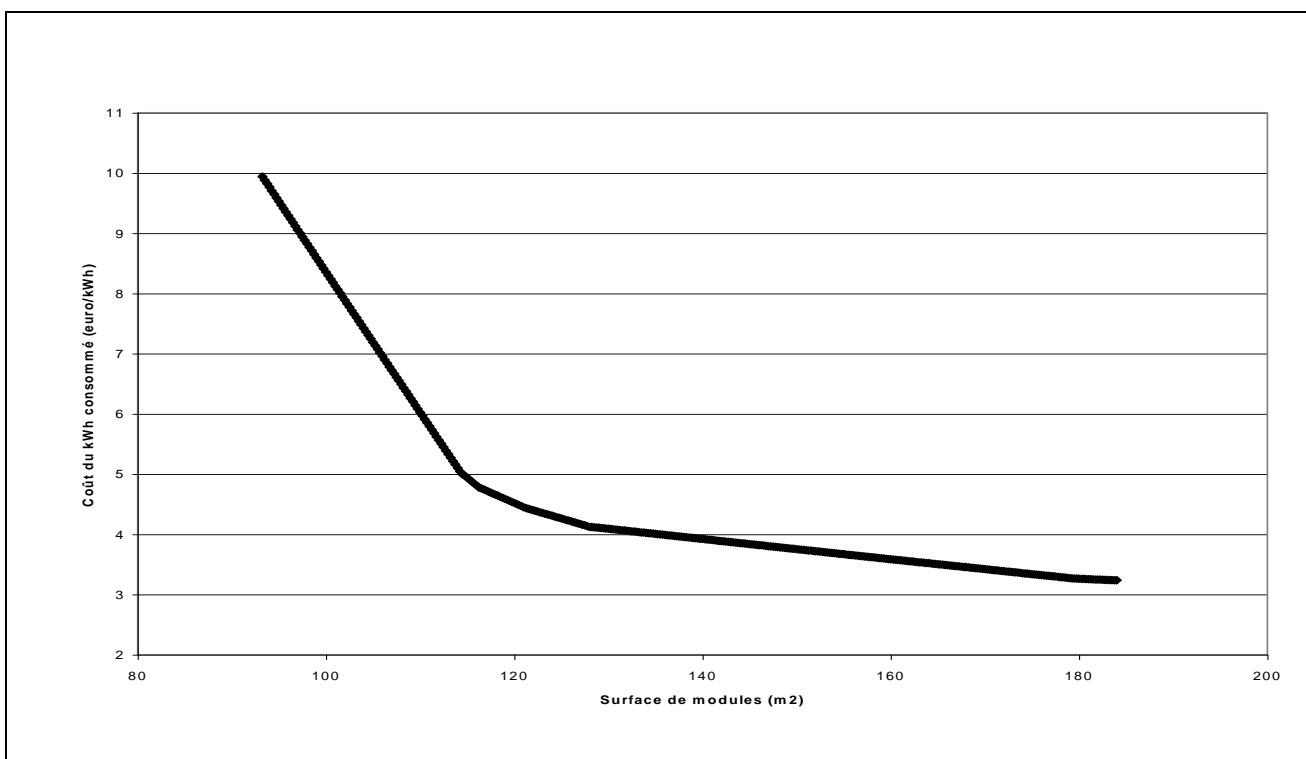


Figure II.37. Coût du kWh et procédure d'optimisation (stratégie 2 – profil 2)

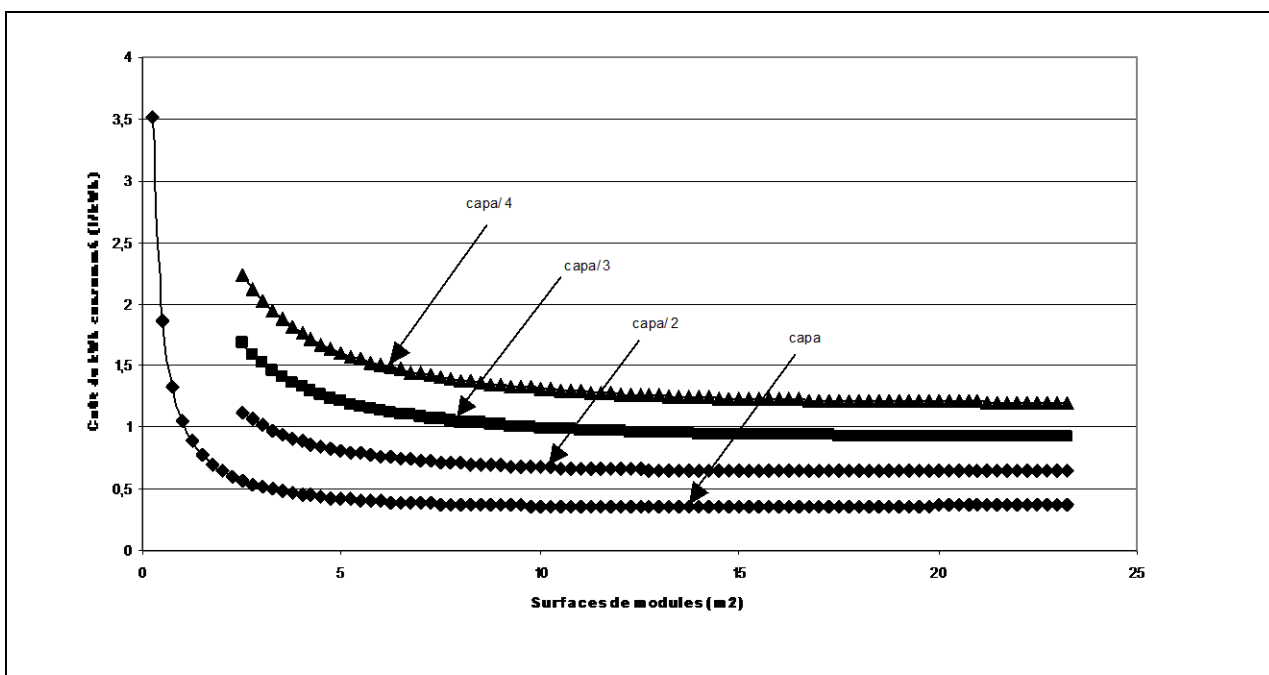


Tableau II.19. Caractéristiques des couples optimaux pour chaque stratégie

PARAMETRES DU COUPLE OPTIMUM	PROFIL 1					PROFIL 2				
	Batt. chargée par le PV	Batt. chargée par le PV + le réseau				Batterie chargée par le PV	Batt. chargée par le PV + le réseau			
		C	C/2	C/3	C/4		C	C/2	C/3	C/4
Surface de modules (m²)	44	4	5	6	5	184	14	17	22	23
Capacité de batterie (kWh)	58	8	16	23	31	228	32	63	92	123
Coût du kWh consommé (euros/kWh)	4,14	0,26	0,6 5	0,93	1,02	1,81	0,35	0,63	0,91	1,19

En ce qui concerne la seconde stratégie d'étude, le rapport des quantités relatives à chaque profil est de l'ordre de 1 sur 4 (*Tableau II.20*). Quel que soit le profil, la seconde stratégie est à retenir car les coûts sont considérablement moins importants que dans le cas de la stratégie 1.

Tableau II. 20. Pourcentage d'augmentation relatif à chaque paramètre pour les deux profils

	Batt. chargée par le PV	Batt. chargée par le PV + le réseau			
	P1 → P2	C P1 → P2	C/2 P1 → P2	C/3 P1 → P2	C/4 P1 → P2
S (m ²)	400 %	325 %	340 %	440 %	460 %
C (kWh)	400 %	412 %	393 %	400 %	425 %
Coût (euros/kWh)	Variations négligeables				

Au vu des résultats, le profil 1 est le plus économiquement envisageable quel que soit le mode de charge des accumulateurs d'énergie. On remarque également que l'ajout d'un parc de batteries en sélectionnant le profil numéro 1, en plus d'abaisser sous la limite permise les chutes de tension, mène à des surfaces de modules bien inférieures à celles déterminées précédemment et conduisent un coût du kWh acceptable.

II.6. 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 : (Profil 1 / 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 :

- La configuration optimale est issue du Profil 1. 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'observer, d'une part l'influence significative du profil, c'est à dire de la répartition temporelle de l'énergie à fournir pour abaisser les chutes de tension et, d'autre part, d'étudier l'impact le mode de remplissage des batteries.

Nous avons vu que les considérations physiques permettaient de déterminer un ensemble de configuration 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, quant à elle, a montré notamment la nécessité de recharger les batteries par l'intermédiaire du photovoltaïque et du réseau de distribution électrique ainsi que l'intérêt d'équiper le dipôle 4 (Profil 1). Dans ces conditions, le système (PV + stockage) permet de supprimer les chutes de tension sur le bout de ligne choisie.

Dans le chapitre qui suit, nous allons présenter une installation photovoltaïque de 850 Wc situé sur le toit du laboratoire à Vignola. Nous présenterons sa modélisation à partir de mesures in-situ et le retour d'expérience des 5 années de fonctionnement.

CHAPITRE III :
ETUDE DES PERFORMANCES DU SYSTEME IN SITU
CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE CORSE

III.1. INTRODUCTION

Dans les chapitres précédents nous avons étudié quels pouvaient être les apports et l'intérêt de l'intégration d'unités photovoltaïques sur le réseau électrique de la Corse. Nous avons ensuite centré nos travaux sur le secteur résidentiel avec un objectif bien spécifique qui concernait l'utilisation de systèmes photovoltaïques pour relever les chutes de tension dans les bouts de lignes électriques. Ce dernier chapitre porte sur l'étude et l'analyse des performances d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique sur le site de Vignola à Ajaccio.

L'intérêt de cette étude est de fournir des informations précises sur les performances du système PV connecté au réseau électrique, qui était jusqu'en juillet 2006, installé sur le toit du laboratoire. Ce système PV monté en 1999 est monitoré depuis la fin de l'année 2000. A partir des données mesurées et des caractéristiques du système, nous allons évaluer le rendement du champ photovoltaïque, de l'onduleur ainsi que le rendement global. Nous nous pencherons également sur les défauts de fonctionnement du système et nous nous attacherons à tenter d'améliorer les performances de celui-ci. A cette fin, des valeurs normalisées des caractéristiques de puissance et des pertes de système ont été employées pour la détection des erreurs.

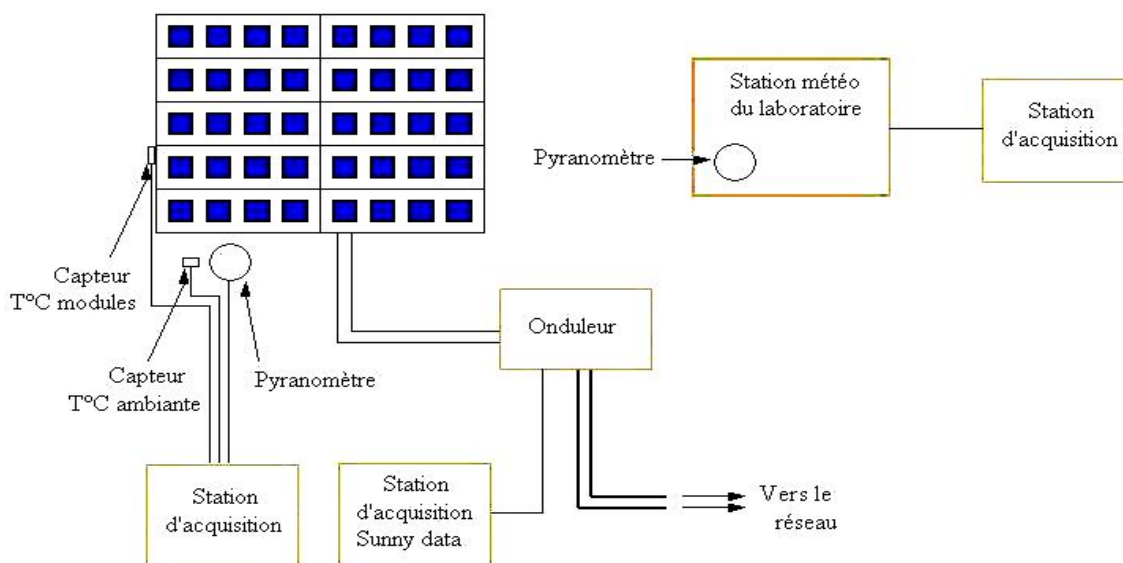
III.2. PRESENTATION DU SYSTEME

III.2.1. Généralités

Cette installation photovoltaïque est raccordée au réseau électrique du laboratoire mais elle ne comprend pas de compteur EDF. Il n'y a donc pas de vente à EDF de l'électricité produite car c'est un système à but expérimental. L'électricité produite est dans la plupart du temps auto consommée par le laboratoire.

Une station d'acquisition des données, connectée à l'onduleur, permet de suivre les principaux paramètres électriques du système. L'installation est également équipée de capteurs de rayonnement et de température (*Figure III.1*). Les données sont enregistrées à l'aide d'un dispositif de contrôle des systèmes PV. Enfin, le laboratoire dispose également d'une station météorologique complète.

Figure III.1 : Schéma de l'installation PV.



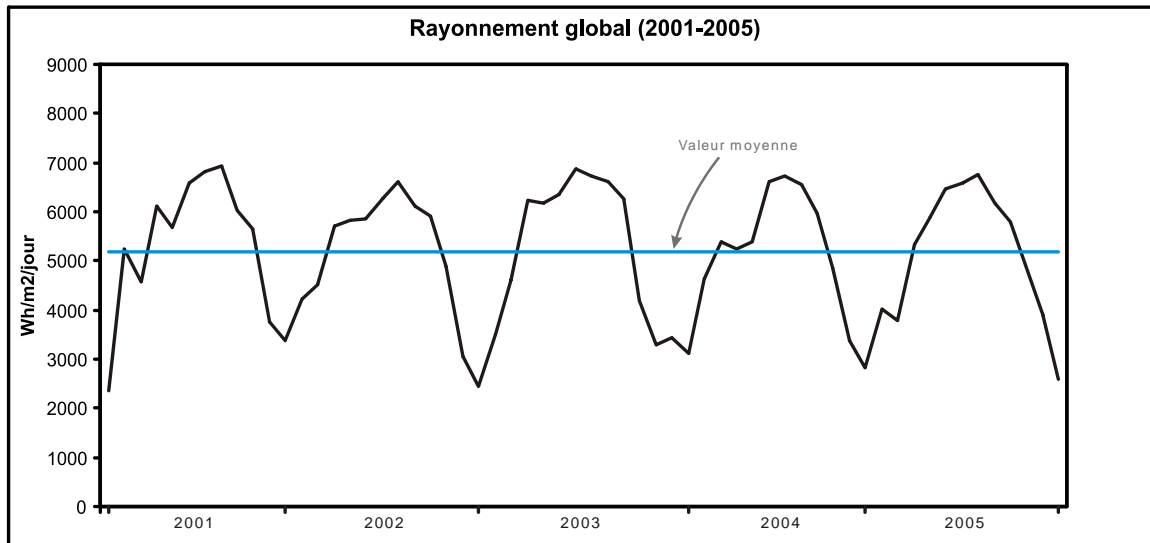
III.2.2. Présentation du site

L'installation PV pendant toute la durée de cette étude était placée sur le toit du laboratoire (latitude $41^{\circ}55'$ N, longitude $8^{\circ}39'$ E) et à 60 m au-dessus du niveau de la mer). Sur l'ensemble de la période étudiée, nous disposons du rayonnement global mesuré par des pyranomètres de la station météorologique. La *Figure III.2* présente l'évolution du rayonnement solaire global journalier au cours de la période d'étude dans le plan du capteur (45°).

Le maximum est observé chaque année au mois d'avril avec un rayonnement qui atteint 8 kWh/m^2 certains jours (l'inclinaison du champ – 45° - étant l'inclinaison pour une

production maximale en cette période). La moyenne journalière annuelle sur l'ensemble de la période est d'environ 5,2 kWh/m²/jour.

Figure III. 2 : Evolution du rayonnement global journalier sur la période d'étude



III.2.3. Description du champ

Le champ PV est composé de 10 modules mono-cristallins de type BP Solar 585 F (Annexes 3 et 4). Les caractéristiques sont les suivantes :

- Puissance crête = 850 Wc
- Surface de l'ensemble du champ = 5,625 m²
- Rendement nominal $\eta_0 = 15,1 \%$
- Assemblage en série, courant en puissance crête de 4,72 A et tension de 18,0 V
- Orientation en plein sud - 0° et inclinaison à 45°

Des études antérieures (Notton, 1992) ont montré que l'angle d'inclinaison à 45° optimisait l'énergie solaire reçue et donc l'électricité produite pendant l'année.

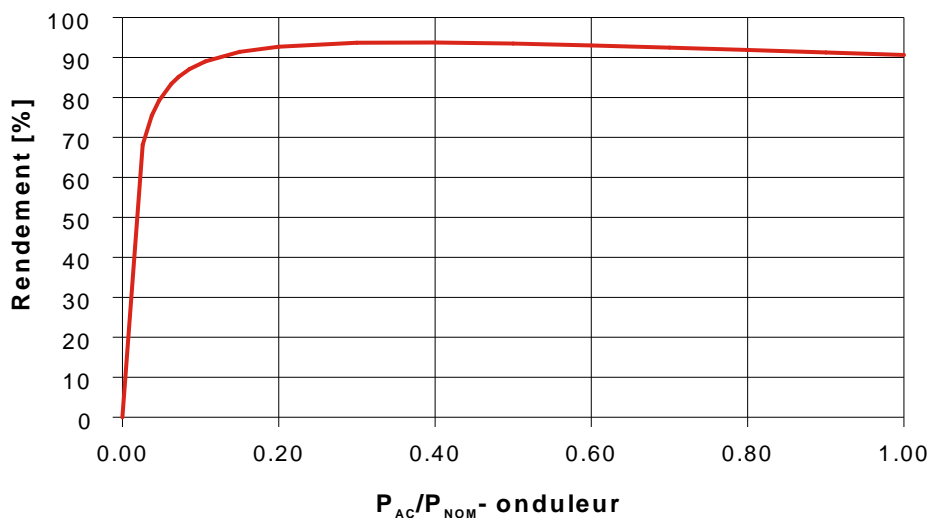
III.2.4. Description de l'onduleur

L'onduleur est un Sunny Boy GCI 1000 – SWR 700 ayant pour caractéristiques :

- Puissance de sortie nominale = 700 W;
- Rendement maximal $\eta_{\text{OND}} = 93,4 \%$;
- Recherche du point de puissance maximale (MPP) par microprocesseur;
- Pont de transistors de puissance de type MOSFET;
- Couplage par l'intermédiaire d'un transformateur torique;
- Mesure et visualisation des paramètres sur PC à distance.

Le rendement de l'onduleur est représenté en fonction de la puissance AC (*Figure III.3*).

Figure III.3 : Rendement de l'onduleur



La courbe montre que le rendement de l'onduleur chute de façon spectaculaire lorsque la puissance AC est inférieure à 70 W. Pour des puissances élevées correspondant à une irradiance supérieure à 150 W/m², le rendement est maximal et atteint des valeurs comprises entre 92 et 96 % (Poggi et al., 2004), (Häberlin, 2005).

Lorsque l'irradiance approche 70 W/m², l'onduleur se met en fonctionnement et fournit de l'énergie au réseau ; ceci correspond à une puissance générée en courant continu par le champ d'environ 50 W . Il s'arrête quand l'irradiance est sensiblement égale à 50 W/m² (i.e. la puissance générée en courant continu par les modules est environ 30 W).

III.3. MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME

III.3.1. Rendement du champ photovoltaïque

Dans cette partie, nous présentons la modélisation du rendement η_{PV} du champ réalisée à partir de mesures effectuées in situ. Celui-ci est donné par la relation :

$$\eta_{PV} = \frac{P_m}{\phi S} \quad (III.1)$$

où P_m : puissance maximale issue du champ (W) ;
 ϕ : irradiance dans le plan des capteurs (W/m²) ;
 S : surface du champ (m²).

Dans la littérature (Cirillo et Lazzarin, 1988 ; Gordon et Zoglin, 1986 ; Macagnan et Lorenzo, 1992 ; Notton, 1992 ; Siegel et al., 1981), la formule la plus couramment utilisée est :

$$\eta_{PV, litt} = \eta_{ref} [1 - \beta (T_j - T_{ref})] \quad (III.2)$$

où η_{ref} est le rendement de référence du champ tel que :

$$\eta_{ref} = \eta_{ref, modules} \times \eta_{pertes} \quad (III.3)$$

Dans notre cas, $\eta_{ref} = 0,151 \times 0,95 = 0,143$

η_{pertes} est le rendement estimé lié aux pertes au sein du champ (câbles, diodes ; ...) (Hanel et Imamura, 1992 ; Pieppo et Lund, 1994 ; Schott et Zeidler, 1988).

T_j : température de jonction

$T_{\text{réf}}$: température de référence ($T_{\text{réf}} = 25^\circ\text{C}$)

β : coefficient de température (à déterminer, ou fourni par le constructeur).

La littérature concernant l'étude de différents systèmes photovoltaïques (Cirillo et Lazzarin, 1988 ; Macagan et Lorenzo, 1992 ; Siegel et al., 1981) indique que le paramètre β varie entre 0,0025 et 0,008 K^{-1} .

Nous proposons donc de déterminer expérimentalement le rendement de conversion du champ photovoltaïque, et de valider le modèle que nous venons de présenter.

Dans le *Tableau III.1* apparaît le rendement du module calculé à partir des mesures effectuées.

Tableau III.2 : Exemples de mesures sur le module et le champ

Mesures sur le module	$\Phi(\text{W}/\text{m}^2)$	P(W)	$T_{\text{dos}}(^{\circ}\text{C})$	η_{module}
1	893	60,82	49,6	12,11 %
2	887	59,63	49,1	11,95 %
3	869	59,84	48,9	12,24 %
4	856	57,55	49,4	11,95 %
5	295	23,89	19,4	14,4 %
6	383	28,53	39,3	13,24 %
7	323	25,23	38,6	13,89 %
8	206	17,19	16,7	14,83 %

Mesures sur le champ	$\Phi(\text{W}/\text{m}^2)$	P(W)	$T_{\text{dos}}(^{\circ}\text{C})$	η_{champ}
1	973	579,18	50	10,58 %
2	855	578,96	49,4	12,04 %
3	851	579,72	48,9	12,11 %
4	294	240,2	19,2	14,52 %
5	335	270,38	19,6	14,35 %
6	191	152,47	16,1	14,19 %
7	796	599,08	30,3	13,38 %

Celui-ci fluctue entre 12 % et 14,83 % selon le rayonnement et la température. De même, le rendement du champ calculé à partir des mesures effectuées est donné. On constate

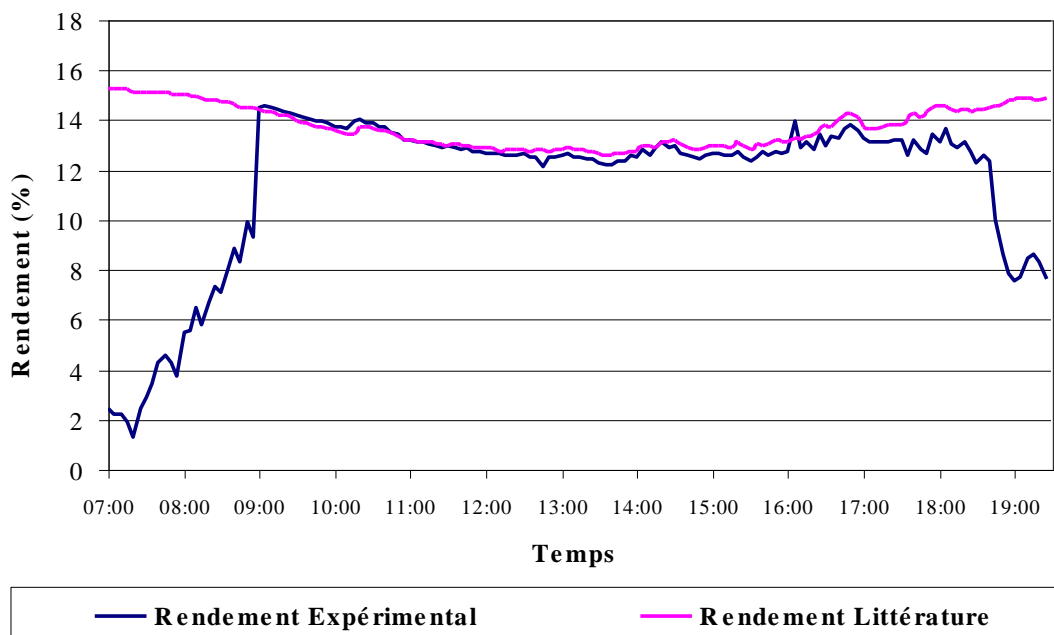
également, qu'il n'est pas constant et qu'il varie entre 10,5 % et 14,5 % selon les conditions météorologiques. On peut également noter qu'il est inférieur à celui du module en raison des pertes de connexion entre les modules.

Afin d'étudier l'évolution du rendement le plus précisément possible, nous avons effectué une campagne 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 III.4*, nous avons tracé l'évolution du rendement au cours de la journée. On constate que celui-ci n'est pas constant. Il varie de 15 % en début de journée et chute à 8 % en fin de journée

Nous avons représenté également le rendement modélisé, $\eta_{\text{littérature}}$ (*Figure III.4*), afin de le comparer aux valeurs mesurées et nous avons déterminé à partir des données expérimentales le paramètre $\beta = 0,00483$.

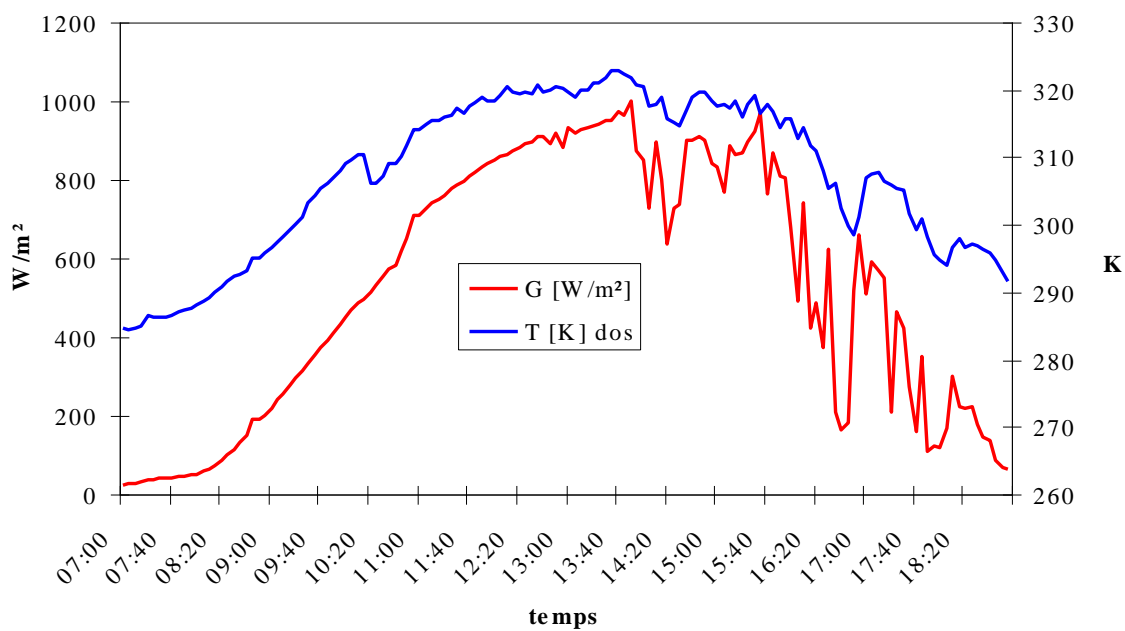
Figure III.4 : Evolution du rendement du champ au cours d'une journée (10 Mai 2004)



Afin de mieux comprendre le comportement au cours de la journée du rendement, nous avons tracé sur la *Figure III.5* l'évolution de l'irradiation et de la température de surface au dos des modules pour cette journée.

On constate qu'en début de journée la température de surface est relativement basse ($< 14\text{ }^{\circ}\text{C}$), alors que le soir elle reste encore élevée ($> 20\text{ }^{\circ}\text{C}$) après le coucher du soleil. Elle est fortement corrélée à l'irradiation solaire, et on observe un phénomène d'inertie thermique au sein du capteur.

Figure III.5 : Evolution de l'irradiation globale et de la température dans le plan des modules (10 Mai 2004)



En milieu de journée, l'irradiation atteint son maximum (environ 1000 W/m^2) ainsi que la température ($> 50\text{ }^{\circ}\text{C}$). En revanche, au même moment le rendement atteint alors une valeur minimale (12 %).

L'augmentation de température durant la journée induit donc une diminution du rendement du champ, il passe de 14,5 % à 10 heures à 12,5 % à 13 heures 30. Puis lorsque

l'irradiation et la température diminuent, le rendement augmente. En fin de journée la valeur des trois paramètres chute.

A partir de ces constatations, on peut remarquer que l'équation III.2 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. Ce modèle ainsi validé sur des mesures effectuées in-situ sera utilisé par la suite.

III.3.2. Rendement de l'onduleur

Cet élément est indispensable pour tout système photovoltaïque devant fournir de l'énergie électrique en courant alternatif.

Il est généralement caractérisé par :

1. sa tension d'entrée
2. sa puissance nominale
3. son rendement
4. la forme du signal de sortie et le taux d'harmoniques
5. sa consommation à vide

Nous disposons d'un onduleur type « Sunny boy SWR 700 » à commutation en ligne. La tension d'entrée (U_{pv}) est comprise entre 125 V et 250 V (cc). Sa puissance nominale est égale à 700 W et son rendement maximal à 93 %. Il fournit un signal de 50 Hz contenant moins de 3 % d'harmoniques et de consommation à vide de 4 W.

Toujours dans la logique de la section précédente, nous caractériserons l'onduleur uniquement par son rendement. L'aspect électrique et électrotechnique ne sera pas abordé ici. L'équation régissant son rendement et la validation de celle-ci à partir de mesures effectuées sera présentée.

Dans le cas des systèmes reliés au réseau, c'est la puissance d'entrée, fournie par le générateur PV qui détermine la puissance transmise par l'onduleur. Nous utiliserons donc utiliser une fonction $\eta_{ond} = f(P_{entrée})$, ou $P_{entrée}$ est la puissance d'entrée de l'onduleur.

Le rendement de l'onduleur dépend de la puissance électrique transformée. Il est généralement plus élevé lorsque les pertes à vides sont réduites et il augmente corrélativement à la tension d'entrée.

La valeur instantanée du rendement η_{ond} de l'onduleur dépend du rapport de la puissance de sortie, P_{sortie} , par la puissance d'entrée $P_{entrée}$ de l'onduleur (Poggi, 1995). Elle s'écrit :

$$\eta_{ond} = \frac{P_{sortie}}{P_{entrée}} \quad (III.4)$$

On exprime alors la puissance électrique perdue P_{perte} par :

$$P_{perte} = P_{entrée} - P_{sortie} \quad (III.5)$$

avec P_{perte} = puissance électrique en amont de l'onduleur correspondant à la puissance de sortie du champ PV, $P_{s,PV}$. En divisant (III.5) par la puissance nominale de l'onduleur $P_{nom-ond}$, on obtient :

$$\begin{aligned} \frac{P_{perte}}{P_{nom-ond}} &= \frac{P_{entrée}}{P_{nom-ond}} - \frac{P_{sortie}}{P_{nom-ond}} \\ &= \frac{P_{sortie}}{P_{nom-ond}} \left[\frac{P_{entrée}}{P_{sortie}} - 1 \right] \\ &= \frac{P_{sortie}}{P_{nom-ond}} \left[\frac{1}{\eta_{ond}} - 1 \right] \end{aligned} \quad (III.6)$$

En appelant $\eta_{perte} = \frac{P_{perte}}{P_{nom-ond}}$ et $\eta = \frac{P_{sortie}}{P_{nom-ond}}$

On a : $\eta_{perte} = \eta \times \left[\frac{1}{\eta_{ond}} - 1 \right]$

D'où $\eta_{ond} = \frac{\eta}{\eta + \eta_{perte}}$

Schmid (1988, 1991) a montré que les pertes (η_{perte}) pouvaient être décrites avec une très bonne approximation par η , une constante indépendante de la charge (pertes à vide) et une autre constante k liée aux pertes résistives :

$$\eta_{perte} = \eta_0 + k\eta^2 \quad (III.7)$$

On peut maintenant en déduire le rendement de l'onduleur:

$$\eta_{ond} = \frac{\eta}{\eta + \eta_0 + k\eta^2} \quad (III.8)$$

Les valeurs de η_0 et de k peuvent être obtenues à partir de la courbe de rendement de l'onduleur. En effet, soit η_i le rendement de l'onduleur à i % de charge ($0 < i < 1$), on a d'après (Poggi, 1995) :

$$\eta_i = \frac{i/100}{i/100 + \eta_{i,perte}} \quad (III.9)$$

$$\eta_{i,perte} = \frac{i}{100} \times \left(\frac{1}{\eta_{i,ond}} - 1 \right) \quad (III.10)$$

On a $\eta_{perte} = \eta_0 + k\eta^2$, donc $\eta_{i,perte} = \eta_0 + k(i/100)^2$.

L'équation à résoudre est : $\eta_0 + k \left(\frac{i}{100} \right)^2 = \frac{i}{100} \left(\frac{1}{\eta_{i,ond}} - 1 \right)$

En prenant deux états de charge, i et j, on résout aisément cette équation et l'on obtient:

$$\eta_0 = \frac{i \times j}{100 \times (i^2 - j^2)} \times \left(i \times \left(\frac{1}{\eta_j} - 1 \right) - j \times \left(\frac{1}{\eta_i} - 1 \right) \right) \quad (III.11)$$

$$k = \left(\frac{100}{i} \right)^2 \times \left(\frac{1}{\eta_i} - 1 - \eta_0 \right) \quad (III.12)$$

Avec η_{10} le rendement à 10 % de puissance nominale et η_{100} le rendement à 100 % de puissance nominale, données généralement fournies par le constructeur nous obtenons:

$$\eta_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad (III.13)$$

$$k = \frac{1}{\eta_{100}} - \eta_0 - 1 \quad (III.14)$$

Dans notre cas, nous obtenons $\eta_0 = 0,091675$ et $k = 0,0120776$. Les valeurs mesurées et calculées du rendement sont identiques (le coefficient de corrélation est de 99,7 %).

III.3.3. Optimisation énergétique entre la puissance nominale de l'onduleur et la puissance crête du champ

Après avoir décrit les méthodes permettant de calculer les puissances de sortie du champ photovoltaïque et de l'onduleur, nous étudierons dans cette section le

dimensionnement de la puissance installée du champ photovoltaïque en fonction de la puissance nominale de l'onduleur. En effet, la conception photovoltaïque connecté au réseau dépend essentiellement de deux facteurs (Poggi, 1995) :

- choix de la tension continue du système (en entrée de l'onduleur).
- relation entre la puissance nominale de l'onduleur et la puissance installée du champ photovoltaïque.

Le choix de la tension est principalement une question de sécurité et de coût de câblage. De fortes tensions permettent d'utiliser des câbles plus fins et moins coûteux, mais induisent des risques plus importants.

Nous allons uniquement étudier le dimensionnement en énergie entre le champ PV et l'onduleur. Comme le suggère Affolter (1991), nous ferons l'hypothèse qu'en mode opératoire, une partie des pertes dans l'onduleur est indépendante de la puissance de sortie. On définit la puissance limite comme $\eta_0 \times P_{\text{nom-ond}}$, et l'on considérera que l'onduleur est un onduleur « limitant », c'est-à-dire que la puissance de sortie ne peut-être supérieure à sa puissance nominale.

En raison du mauvais dimensionnement des systèmes PV connectés au réseau, l'onduleur est sous-exploité, son efficacité est diminuée et le coût de l'énergie augmente. Comme l'ont montré Peippo et Lund (1994) aussi bien qu'Affolter (1991), sur-dimensionner la surface du champ PV en relation avec la puissance nominale permet une réduction du coût total de l'énergie PV. L'onduleur est également beaucoup plus performant dans le domaine des hautes puissances.

Les simulations ont mis en évidence qu'une meilleure efficacité est obtenue lorsque le rapport ($P_{\text{nom-ond}} / P_{\text{champ}}$) est compris entre 40 % et 80 % (Poggi, 1995). Optimiser le système PV raccordé au réseau permet donc de trouver la taille du système pour laquelle l'électricité produite est la plus importante.

Dans notre cas, nous allons, en fonction de l'onduleur choisi, déterminer la puissance crête du champ qui va conduire à un optimum énergétique sur la période de simulation.

A partir des données d'ensoleillement sur 19 ans, nous allons calculer la puissance produite par la champ PV et la puissance de sortie de l'onduleur, notée P_{sortie} (avec $P_{\text{sortie}} = \eta \times P_{\text{nom-ond}}$) en utilisant :

$$\begin{aligned}
 & - \eta=1 && \text{si } \eta \geq 1 \\
 & - \eta=0 && \text{si } \frac{P_{s,PV}}{P_{\text{nom-ond}}} \leq \eta_0 && (III.15) \\
 & - k \eta^2 + \eta + \left(\eta_0 + \frac{P_{S,PV}}{P_{\text{nom-ond}}} \right) && \text{si } \eta_0 < \eta < 1
 \end{aligned}$$

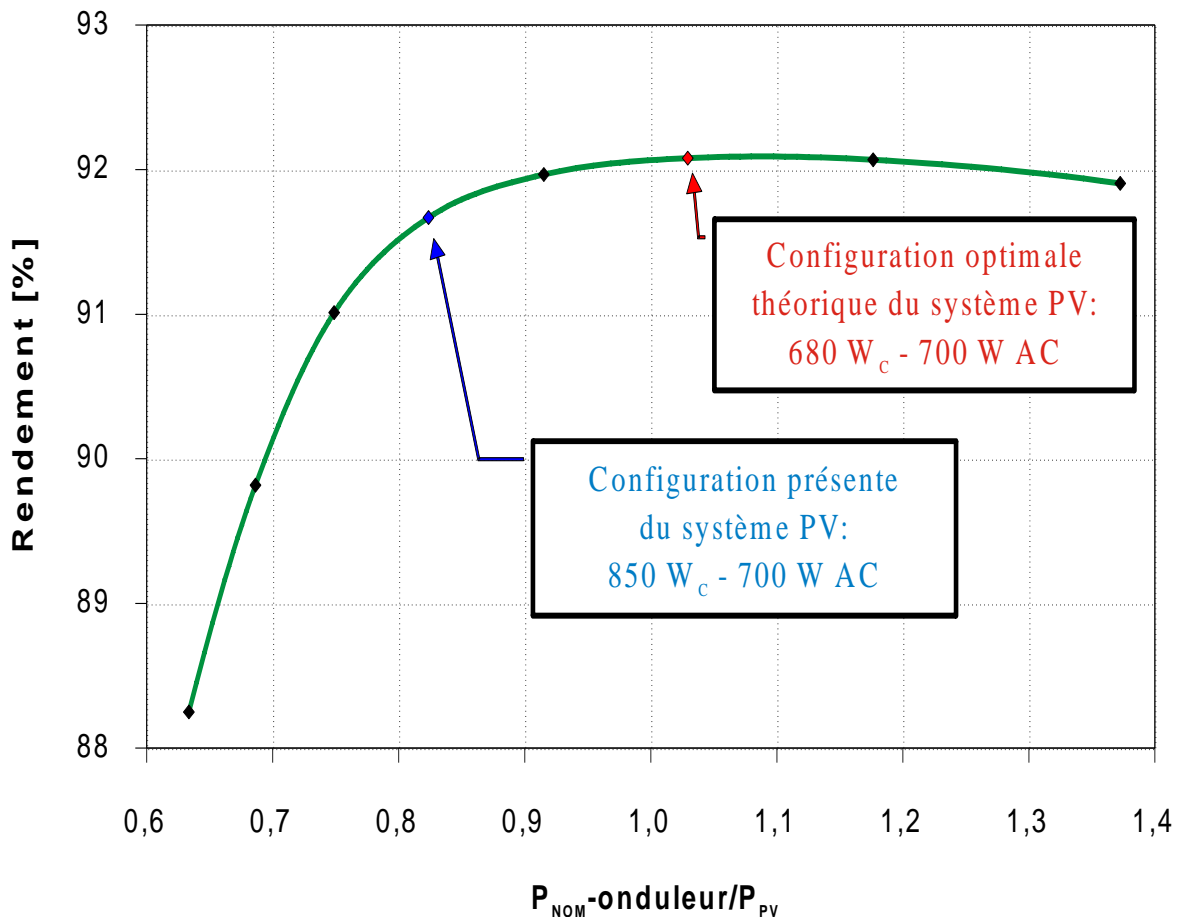
La résolution de cette équation du second degré permet de déterminer à chaque instant la valeur de η . A partir de notre onduleur de puissance nominale $P_{\text{nom-ond}}$ égale à 700 W caractérisé par ses paramètres η_0 et k et d'un champ photovoltaïque de puissance installée P_{PV} variable, nous avons simulé le fonctionnement du système photovoltaïque raccordé au réseau sur une période de 19 ans.

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

$$\rho = \frac{E_{\text{sortie},ac}}{E_{\text{sortie},PV-dc}} && (III.16)$$

Sur la *Figure III.16*, nous avons représenté ce rendement énergétique en fonction du ratio T. 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 (correspondant respectivement à une tension du champ de 200 Vdc ou de 250 Vdc). La différence entre ces deux configurations est due à des considérations techniques. Comme nous l'avons précisé, le second paramètre dont on doit tenir compte est la tension de fonctionnement. L'onduleur fonctionne dans une gamme de tension fixée en entrée qui dépend du nombre de modules en série. Installer moins de 10 modules induit une tension continue trop faible pour cet onduleur (Poggi et al., 2004).

Figure III.6 : Configuration énergétique



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 %.

III.4. ANALYSE DES PERFORMANCES ET PRECONISATION

III.4.1. Système d'acquisition et données mesurées

L'installation photovoltaïque est entièrement monitorée (station météorologique et système d'acquisitions interne) depuis décembre 2000. Nous avons donc à notre disposition 5 années de données qui nous permettront d'étudier la performance du système et le potentiel de la technologie PV en climat méditerranéen.

Les paramètres caractérisant la production du champ PV sont relevés à l'aide du dispositif multifonctionnel Sunny Boy Control Plus qui récupère des données électriques détaillées de l'onduleur et les envoie vers la station.

Les paramètres, mesurés toutes les minutes sont les suivants :

- Intensité (I_{PV}) et tension (U_{PV}) en sortie du champ PV;
- Intensité (I_{AC}) et puissance (P_{AC}) délivrées sur le réseau EDF (en sortie de l'onduleur);
- Fréquence (F_{AC}), tension (U_{AC}) et impédance (Z_{AC}) du réseau EDF;
- Heures de début et de fin de production journalière;
- Energie produite cumulée depuis la mise en route du système ("E-total");
- Heures de fonctionnement cumulées depuis la mise en route du système ("h-Total");
- Etat de l'onduleur ("Status");
- Erreur causant la perturbation ou l'attente de l'onduleur ("Fehler").

Les différents états ("Status") de l'onduleur sont :

- "MPP": L'onduleur délivre la puissance maximale produite par le champ PV;

- "MPP-Such": L'onduleur recherche le point de puissance maximale de la courbe $I - V$;
- "Stoer": L'onduleur est perturbé ;
- "Warten": L'onduleur est en attente.

Les différentes erreurs ("Fehler") qui entraînent des perturbations ou la mise en attente de l'onduleur sont:

- "Fac" ou "dFac": La fréquence du réseau (ou la variation de la fréquence) n'est pas comprise dans la plage des fréquences de fonctionnement de l'onduleur.
- "Zac" ou "dZac": L'impédance du réseau (ou la variation de l'impédance) n'est pas comprise dans la plage des impédances acceptables par l'onduleur.
- "Uac": La tension du réseau n'est pas comprise dans la plage des tensions acceptables par l'onduleur.

Ces derniers paramètres auront une importance capitale, comme nous le verrons par la suite.

La station météorologique située à proximité du champ PV comprend un pyranomètre incliné à 45° et orienté sud qui mesure le rayonnement global solaire en permanence.

III.4.2. Quelques mots sur les propriétés du réseau électrique en Corse

Les caractéristiques spécifiques du réseau électrique de la Corse qui est faiblement raccordé au réseau d'électricité continentale et son important potentiel solaire et éolien ont conduit cette région à diversifier ses sources d'énergie électrique. La petitesse du réseau de distribution d'électricité, quant à elle, 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.

Sur ce réseau, on a détecté:

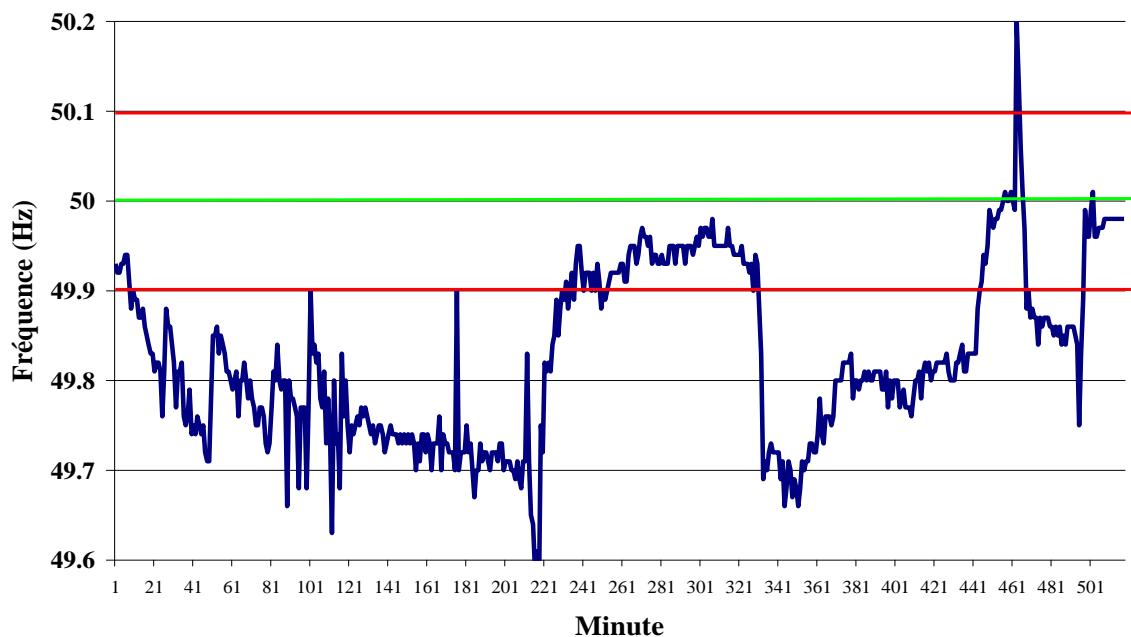
- Plus de 200 pannes par an liées aux chutes de tension;

- Plusieurs problèmes de fréquence : moins de 46 Hz plusieurs fois dans l'année.

A titre d'exemple, durant les hivers des années 2004 et 2005, la tension a chuté au-dessous de 198 V, de nombreux délestages et coupures de l'alimentation sont apparus. La qualité de l'électricité fournie au consommateur est donc de qualité moyenne. Une manière de l'améliorer serait 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.

Sur la *Figure III.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.

Figure III.7 : Variation de la fréquence sur le réseau sur la journée (26 Janvier 2001)



III.4.3. Présentation des coefficients et paramètres de performance

Six paramètres de performance normalisés (norme 61724 de IEC) (IEC, 1998) peuvent être 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 pour la conception de systèmes de PV et l'évaluation des performances. Ils sont normalisés pour comparer les performances des systèmes PV suivant la situation géographique, la technologie et la conception.

Ces paramètres sont (Haeberlin, 1995 ; Marion et al., 2005) :

- *L'énergie normée du système (Y_F) :*

L'énergie de système PV normée Y_F est l'énergie de sortie nette E_{PV} (courant alternatif) divisée par la puissance nominale P_0 du champ PV installé. Elle représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à puissance nominale pour fournir la même énergie. Y_F normalise l'énergie produite par le système et permet de comparer l'énergie produite par des systèmes PV de tailles différentes:

$$Y_F = \frac{E_{PV}}{P_0}, \quad [\text{kWh/kWc}] \text{ ou } [\text{h/j}] \quad (III.17)$$

- *Energie normée du champ PV (Y_A) :*

L'énergie de champ PV normée Y_A est l'énergie en sortie du champ (courant continu) E_A divisée par la puissance nominale P_0 du champ PV installé. Elle représente le nombre d'heures de fonctionnement du champ PV à sa puissance nominale pour fournir la même énergie. Y_A normalise l'énergie produite en ce qui concerne la taille du champ PV :

$$Y_A = \frac{E_A}{P_0}, \quad [\text{kWh/kWc}] \text{ ou } [\text{h/j}] \quad (III.18)$$

- *L'énergie de référence (Y_R) :*

L'énergie de référence normée Y_R est l'irradiation totale reçue dans le plan du champ H_T divisée par l'irradiation de référence G du PV. Elle représente un nombre d'heures équivalent à l'irradiation de référence. Si l'irradiation est égale 1 kW/m^2 , alors Y_R est le nombre de soleil-heures maximal ou de rayonnement solaire

en kWh/m². Y_R définit la ressource de rayonnement solaire pour le système PV. Elle est fonction du lieu d'installation du système, de l'orientation du champ et de la variation des conditions météorologiques d'un mois sur l'autre ou d'une année sur l'autre:

$$Y_R = \frac{H_T}{G_{CTS}}, \quad [\text{kWh/kWc}] \text{ ou } [\text{h/j}] \quad (III.19)$$

- *Le Rapport de Performance (PR)*

Le Rapport de Performance PR est l'énergie de système Y_F divisée par l'énergie de référence Y_R . 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 du panne du système et à l'encrassement des modules.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}, \quad [\text{sans dimension}] \quad (III.20)$$

Les valeurs de PR sont typiquement rapportées sur une base mensuelle ou annuelle. Les valeurs calculées pour des intervalles plus petits (hebdomadaire ou journalier) peuvent être utiles pour identifier des occurrences d'échecs des composants. 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. Si l'encrassement des modules de PV est saisonnier, il peut également affecter les valeurs du PR. Les valeurs annuelles décroissantes peuvent indiquer une baisse permanente de la performance du système.

- *Les pertes de système (L_S) :*

Les pertes de système L_S sont dues aux pertes de conversion de l'onduleur (courant continu – courant alternatif), et aux pertes de stockage de l'accumulateur (pour des systèmes PV autonomes)

$$L_s = Y_A - Y_F, [\text{kWh/kWc}] \text{ ou } [\text{h/j}] \quad (\text{III.21})$$

- *Les pertes diverses (L_C)*

Les pertes diverses du champ L_C peuvent être divisées en deux catégories :

- Pertes thermiques (L_{CT}) dues aux températures des cellules supérieures à 25°C (c'est la température de CTS qui assure la puissance nominale P_0 des modules; les valeurs plus hautes diminuent le rendement)
- Autres pertes (L_{CM}) causées par d'une multitudes de paramètres : câblage, diodes, un ombrage partiel, pollution de l'air, l'accumulation de poussières ou de neige, une irradiance insuffisante ou non homogène, pertes spectrales, pertes de réflexion de verre, désadaptation, erreurs de MPP et échecs de l'onduleur, manque de capacité du système de stockage d'énergie (accumulateurs chargés en maximum pour des systèmes autonomes).

$$L_c = Y_R - Y_A, [\text{kWh/kWc}] \text{ ou } [\text{h/j}] \quad (\text{III.22})$$

Le bilan énergétique est généralisé par le schéma suivant :



Le rendement du champ, celui de l'onduleur et le taux d'erreurs (ou indisponibilité) sont également utilisés pour étudier les performances des systèmes PV.

- *Le rendement énergétique du champ PV (η_0)*

Le rendement de champ η_0 correspond au rapport entre l'électricité E_A produite par le système et l'énergie solaire E_I reçue à la surface des panneaux PV pour une période donnée. Il représente l'efficacité avec laquelle le champ PV convertit l'énergie solaire en électricité.

$$\eta_0 = \frac{E_A}{E_I \cdot S}, \quad [\%] \quad (III.22)$$

- *Le rendement énergétique de l'onduleur (η_{OND})*

Le rendement de l'onduleur est le rapport entre l'énergie électrique E_{PV} injectée au réseau et l'électricité E_A produite par le champ PV. Il représente l'efficacité avec laquelle l'onduleur convertit l'énergie électrique DC en courant alternatif.

D'après les données du constructeur, le rendement maximal de l'onduleur Sunny boy GCI 1000 – SWR 700 est égal à 93,4 %. La diminution de cette valeur peut être causée par des coupures de l'onduleur, dysfonctionnements dus aux variations des paramètres du réseau électrique.

$$\eta_{OND} = \frac{E_A}{E_{PV}}, \quad [\%]$$

(III.23)

- *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 %.

III.4.4. Calcul des paramètres

Pour effectuer l'analyse du fonctionnement du système PV et l'évaluation de la performance, il est nécessaire de comparer les valeurs mesurées et les paramètres calculés. Les paramètres les plus significatifs et les plus faciles d'interprétation sont le rapport de performance PR et la fiabilité (taux d'erreurs).

La fiabilité, dans ce cas précis, représente 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.

Le PR représente le rapport entre l'énergie du système Y_F et l'énergie de référence Y_R . C'est 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 . Le PR traduit les différentes pertes liées aux paramètres suivants:

- Température réelle de fonctionnement des cellules supérieure à la température de CTS, dégradant le fonctionnement des cellules: η_T
- Connexions: câbles, connecteurs, diodes, etc.: η_C
- Rendement de l'onduleur: η_{OND}
- Taux d'erreurs du système (arrêt, panne...): η_{ERR}
- Pertes diverses: Erreurs de mesure du rayonnement, souillures, poussières, pollution de l'air: η_{DIV}

Ainsi:
$$PR = \eta_T \times \eta_C \times \eta_{OND} \times \eta_{ERR} \times \eta_{DIV} \quad (III.24)$$

Les données du constructeur sont les suivantes:

- Rendement des modules PV : $\eta_0 = 15,1 \%$
- Rendement de l'onduleur : $\eta_{OND} = 93 \%$
- Perte liée à la température : $0,5 \%/^{\circ}C$ soit en rendement $\eta_T = 92,5 \%$ à $40^{\circ}C$

Des études récentes sur la même installation PV (Bouchaud, 2004) nous ont fourni les caractéristiques $I = f(V)$ enregistrées directement aux bornes d'un module et du champ. On observe pour des conditions typiques de fonctionnement ($T = 40^{\circ}C$) un rendement de 13% . Cette valeur démontre l'influence de la température (η_T) et des pertes liées aux connexions (η_C).

On en déduit que:
$$\eta_T \times \eta_C = \frac{13}{15,1} = 0,86 \quad (III.25)$$

Et donc que η_C est au mieux égal à $0,86/0,925$ soit 93% .

Si on suppose que le taux d'erreur est d'environ 3 % ($\eta_{ERR} = 0,97$), hypothèse qu'on vérifiera par la suite, on obtient :

$$PR = 0,925 \times 0,93 \times 0,93 \times 0,97 = 0,78$$

Compte tenu des pertes diverses négligées et des valeurs des rendements théoriques ou mesurés en laboratoire, nous fixerons la valeur du PR à 70 % ce qui est tout à fait réaliste pour un tel système.

III.4.5. Présentation des valeurs mesurées sur la période étudiée

Les résultats de fonctionnement du système vont être présentés.

Les paramètres étudiés sont les suivants:

- L'irradiance solaire, qui représente l'énergie du rayonnement solaire global reçue sur la surface du champ PV (incliné à 45°) sur une période donnée (kWh/m²).
- Le nombre d'heures de fonctionnement du système PV sur une période donnée.
- L'énergie électrique DC produite par champ PV (kWh).
- L'énergie électrique AC produite par le système PV (kWh).

On peut visualiser sur la *Figure III.8*, l'évolution de la puissance du champ sur une journée. Sur la *Figure III.9*, nous avons porté l'évolution de la puissance de sortie du champ PV en fonction de l'irradiance.

Figure III.8 : Puissance DC fournie durant une journée

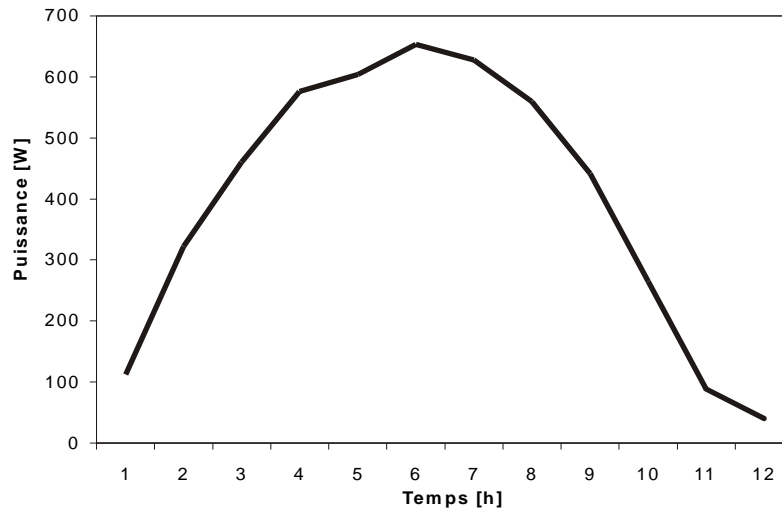
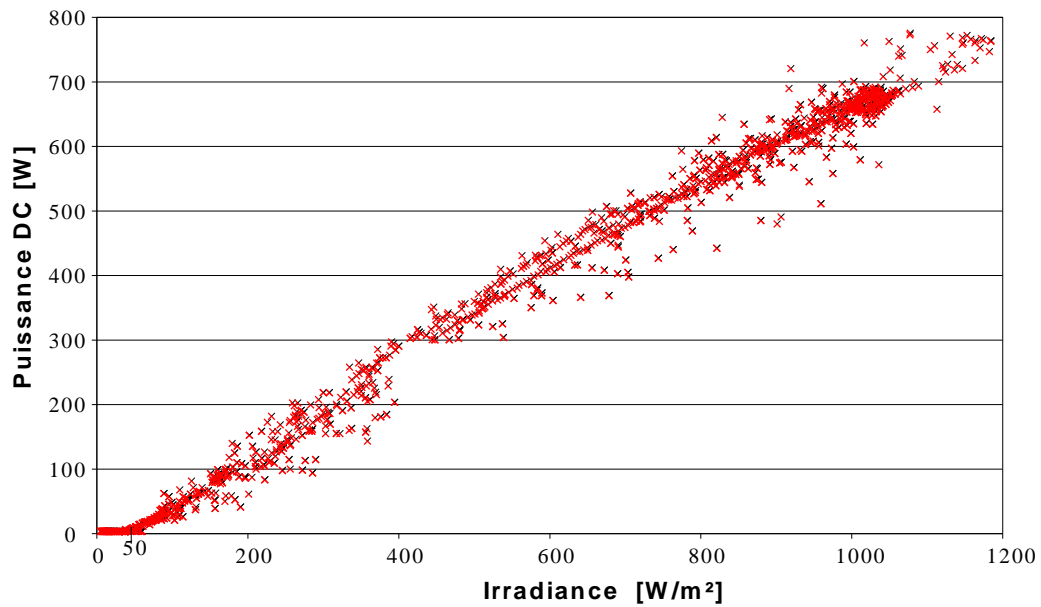


Figure III.9 : Puissance DC en fonction de l'irradiance (pour une journée)



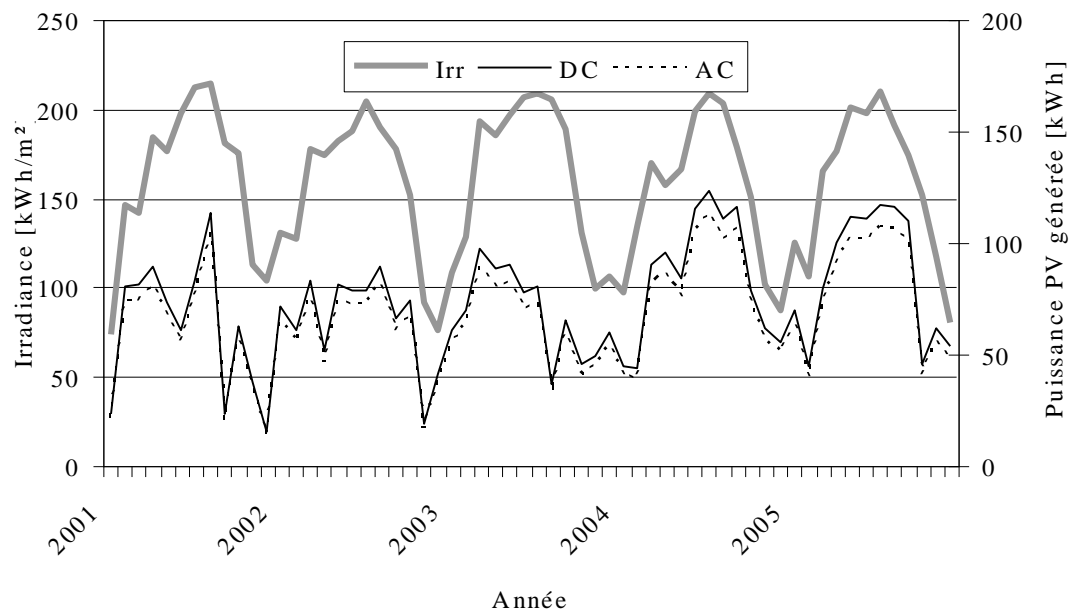
Ces deux figures montrent clairement que la puissance minimale nécessaire pour que le système commence à fournir de l'énergie électrique au réseau est d'environ 50 W/m^2 . La puissance de sortie du champ est irrégulière en raison de la variation du rendement des cellules PV liées aux variations de température. Le *Tableau III.3* recense les paramètres énergétiques sur la période d'étude.

Tableau III.3 : Valeurs annuelles de la productivité globale

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

A l'aide des valeurs mensuelles, nous pouvons visualiser plus précisément, sur la *Figure III.10*, le comportement du système en fonction de l'ensoleillement sur les cinq années.

Figure III.10 : Evolution des valeurs énergétiques annuelles de la productivité globale



En cas de fonctionnement normal la variation de la production de l'énergie électrique d'un système PV « suit » la variation annuelle de l'ensoleillement. Mais sur la figure précédente on s'aperçoit que ce n'est pas toujours le cas. D'une année sur l'autre, certaines

périodes sont défavorables malgré l'ensoleillement élevé ce qui révèle un comportement défaillant du système PV. Les mesures présentées ne sont pas suffisantes pour évaluer avec précision la performance du système. Une étude pointue des paramètres qui décrivent de façon claire et précise le fonctionnement des différents composants du système pendant la durée de l'étude est donc nécessaire.

III.4.6. Evaluation des différents paramètres

Dans ce paragraphe, nous allons présenter les paramètres qui caractérisent la système PV pendant les trois premières années de fonctionnement.

On voit clairement dans le *Tableau III.4* que pour les trois premières années d'expérimentation, le PR est beaucoup plus faible que ce que prévoit la théorie. 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 à 70 %.

Tableau III.4: Paramètres de performance, période 2001-2003

Paramètres du système		2001	2002	2003
Energie de référence Y_R	h/j	5,3	5,1	5,5
Energie du champ Y_A	h/j	2,4	2,6	2,6
Energie du système Y_F	h/j	2,2	2,3	2,4
Pertes diverses L_C	h/j	2,8	2,5	2,9
Pertes du système L_S	h/j	0,2	0,2	0,2
Rapport de Performance PR	$\frac{kWh}{kWh \cdot an}$	0,42	0,46	0,44
Fiabilité	%	69,6	65,8	61,8
Energie fournie au réseau	kWh	681,8	725,3	747,9

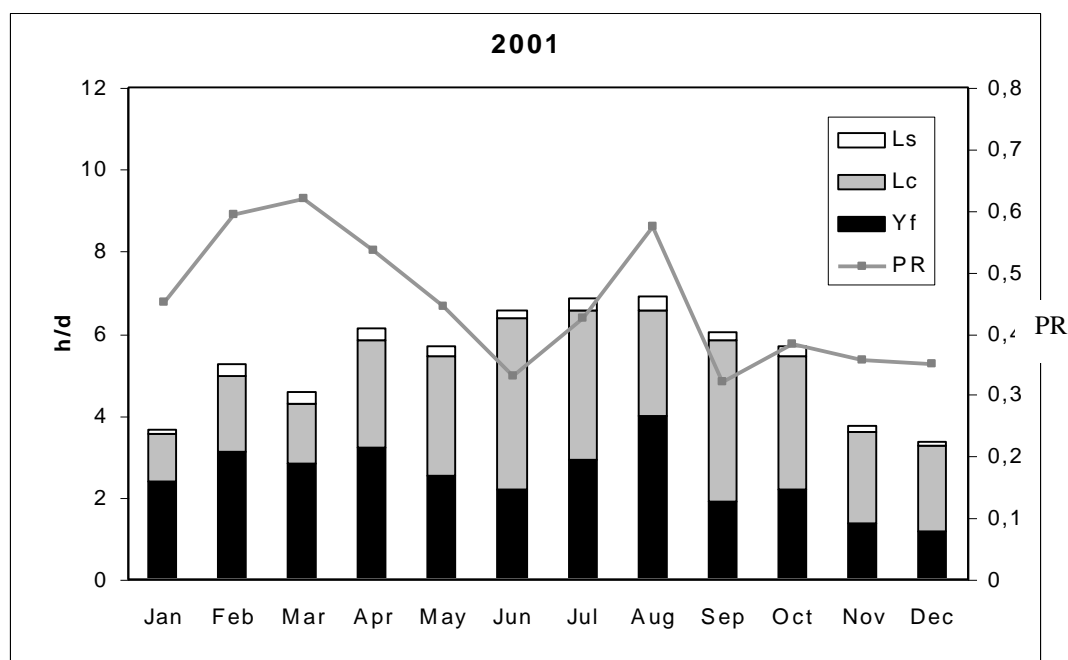
III.4.7. Analyse sur le fonctionnement du système

Dans le cas des systèmes PV connectés au réseau électrique, un défaut de fonctionnement peut provoquer une augmentation importante des pertes L_C . Celles-ci représentent un très bon indicateur des problèmes rencontrés par le système. Afin d'identifier les défauts de fonctionnement du système PV, nous allons étudier l'évolution et le comportement mensuels de ces pertes sur cette première période d'étude.

En utilisant les paramètres instantanés normalisés, nous avons tracé des courbes mensuelles qui mettent en évidence les problèmes de fonctionnement rencontrés par le système PV, même s'ils sont sporadiques.

III.4.7.a. Analyse de l'année 2001

Figure III.11 : Performances mensuelles du système pour l'année 2001 associées aux différentes pertes



La Figure III.11 laisse apparaître quelques périodes de productivité extrêmement faible.

- Janvier 2001:

Au cours du mois de janvier 2001, le système a fonctionné avec un taux d'erreurs de 25 %, soit une fiabilité de 75 %. Cela a entraîné une diminution de production d'énergie par rapport à l'énergie de référence et engendré de fait une diminution du PR.

Ces erreurs qui entraînent des pertes énergétiques considérables proviennent principalement de l'onduleur. D'après les données enregistrées, les variations de l'impédance du réseau électrique se situent au-dessus de la plage de fonctionnement autorisée par l'onduleur et sont à l'origine de 63 % des erreurs. 36 % des erreurs sont causés par l'impossibilité pour l'onduleur d'établir le MPP et le 1 % restant lié aux variations de la fréquence du réseau.

Ces résultats montrent de manière précise les problèmes spécifiques du réseau électrique Corse.

- Juin 2001:

Pendant le mois de juin 2001, des problèmes similaires apparaissent. Le nombre de coupures de l'onduleur est important et le PR est proche de 0,33. Le taux d'erreurs qui s'élève à 52 % se décompose de la façon suivante :

- 73 % dus à la variation de l'impédance ;
- 25 % dus aux problèmes de MPP ;
- 1 % du aux variations de la fréquence ;

- Septembre 2001:

Le PR est encore plus faible avec un taux d'erreurs de 42 % (70 % des erreurs causées par les variations de l'impédance, 29 % par des problèmes avec MPP et le reste par des variations de la fréquence).

- Décembre 2001 :

Le mois de décembre présente une valeur du PR très faible, de l'ordre de 0,35 avec une fois de plus un taux d'erreurs élevé (43 %). Le détail des erreurs est le suivant :

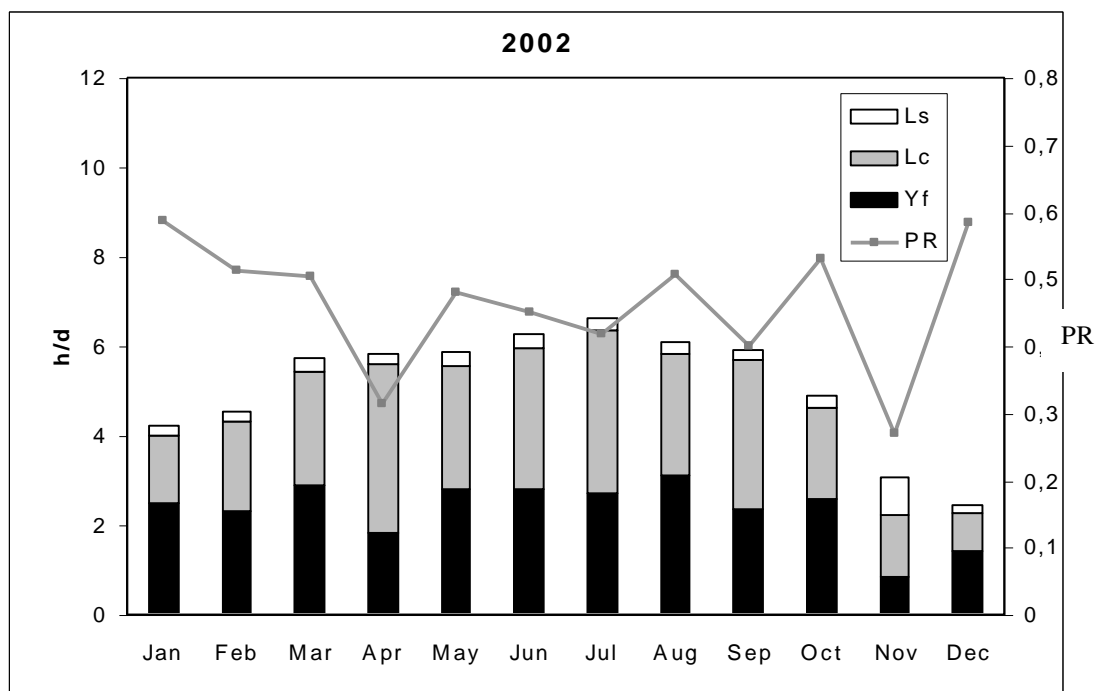
- 52 % dus aux variations de la fréquence ;
- 31 % dus aux variations de l'impédance ;
- 17 % dus à des problèmes de MPP ;

Le taux d'erreurs moyen sur l'année est de l'ordre de 32 %.

III.4.7.b. Analyse de l'année 2002

Tout au long de l'année 2002 (Figure III.12), les pertes énergétiques causées par les variations très fréquentes des paramètres du réseau perdurent. Le taux d'erreurs moyen constaté sur l'année s'élève à 34 %. Pour illustrer ces résultats, nous allons étudier deux périodes de faible productivité.

Figure III.12 : Performances mensuelles du système pour l'année 2002 associées aux différentes pertes



- Avril 2002 :

Au cours de ce mois, le taux d'erreurs enregistré est de 56 % et le PR ne dépasse pas 0,31.

Les données recueillies montrent des erreurs causées par :

- 69 % par des variations de l'impédance
- 26 % par des problèmes de MPP
- 5 % par des variations de la fréquence

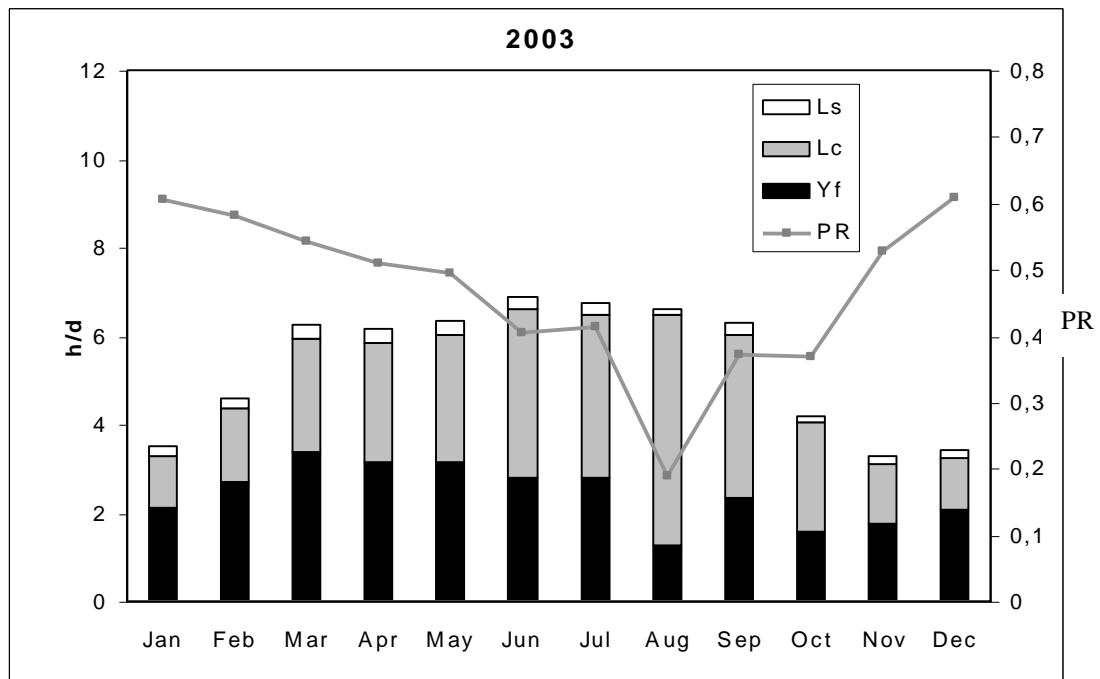
- Novembre 2002 :

Le PR est proche de 0,27 et le taux d'erreurs avoisine les 40 % avec :

- 60 % dus aux variations de l'impédance
- 31 % dus aux problèmes de MPP
- 9 % dus aux variations de la fréquence

III.4.7.c. Analyse de l'année 2003

Figure III.13: Performances mensuelles du système pour l'année 2003 associées aux différentes pertes



La *Figure III.13* montre une nouvelle fois que les systèmes PV connectés au réseau électrique sont totalement dépendants des paramètres de celui-ci. Pour l'année 2003, le taux d'erreurs moyen est de 37 %. Les résultats obtenus au mois d'Août sont les plus remarquables.

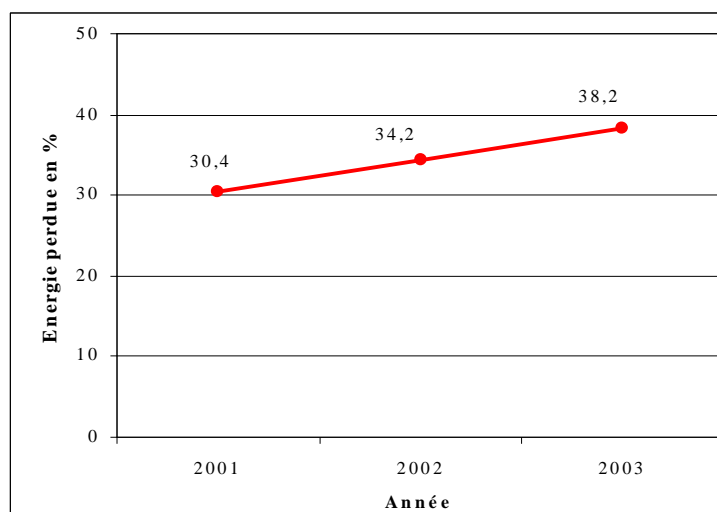
- Août 2003:

Au cours de ce mois, sur une période relativement longue (du 01/08 au 17/08 soit pendant 17 jours) EDF Corse a procédé à des délestages ce qui s'est caractérisé par des variations permanentes de la fréquence du réseau. L'onduleur du système a donc été en régime d'attente pendant toute cette période ce qui a induit un taux d'erreurs exceptionnel de 100 % pour les 17 jours et de 71 % sur le mois.

III.4.7.d. Conclusion

L'analyse des performances du système pour les trois premières années d'exploitation 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. La *Figure III.14* quantifie l'énergie électrique du champ PV qui n'est pas injectée sur le réseau. 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.

Figure III.14 : Energie perdue



III.4.8. Amélioration de la performance du système PV

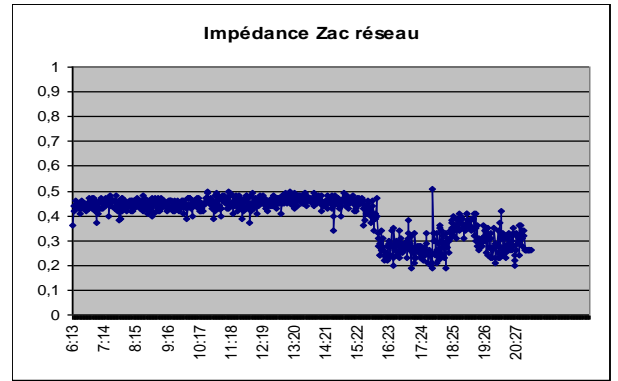
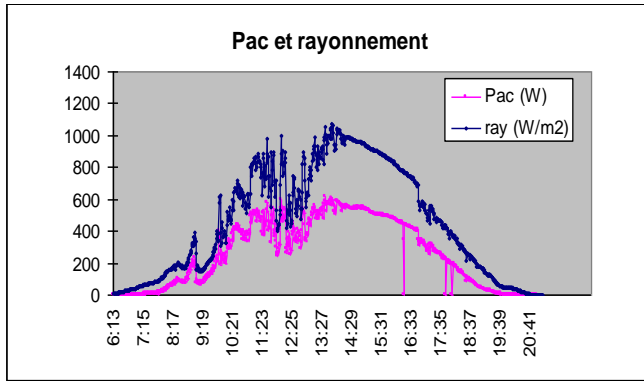
III.4.8.a. Etapes de la modification des paramètres techniques de l'onduleur

Les deux paramètres qui perturbent le fonctionnement de l'onduleur sont l'impédance et la fréquence du réseau. Nous avons constaté que 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 décidé de modifier les paramètres opérationnels de fonctionnement de l'onduleur.

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 % résultent d'une variation d'impédance trop importante, plus de 30 % de problèmes sont liés au MPP et 10 % sont 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 inexistantes et une autre présentant un nombre considérable d'arrêts, liés à l'impédance de la ligne électrique (*Figures III.15 et III.16*).

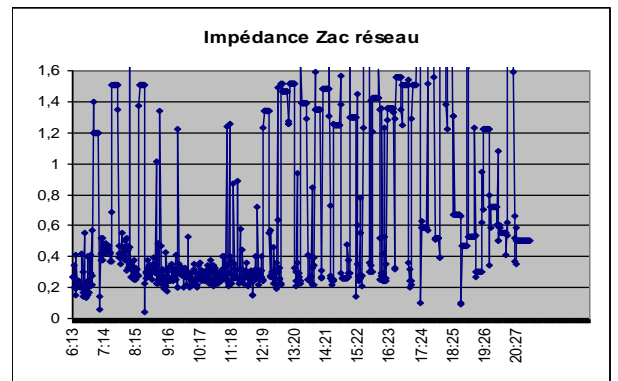
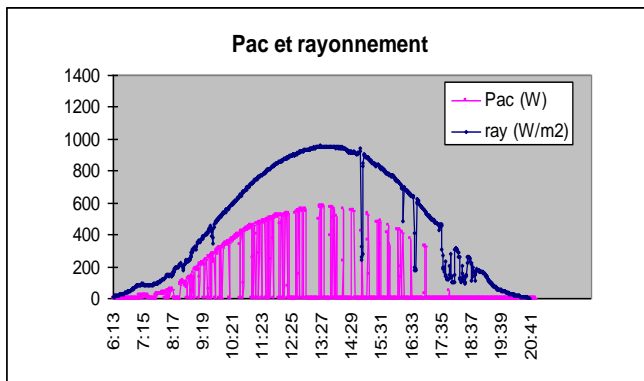
E produite (kWh)	Début mes.	Fin mes.	moy imp. (Ω)	écart type imp. (Ω)	moy f (Hz)	écart type f (Hz)	moy Urés (V)	écart type Urés (V)	taux d'erreur	ray (W/m2)	Rendement (%)
4,10	6:13	20:55	0,397	0,081	49,98	0,0057	232,17	1,33	3,17%	6760,5	10,8

Figure III.15 : Extrait du « fichier-résumé » du 19 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/m ²)	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 III.16 : 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'était pas compatible avec les paramètres fluctuants du réseau insulaire. L'énergie perdue ou non-injectée dans le réseau atteint 30,4 % en 2001 et 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.

Ces modifications ont été effectuées en deux temps : un premier pour les valeurs configurées de l'impédance et une second pour les valeurs configurées de la fréquence. Les deux manipulations ont été décalées dans le temps afin d'avoir une période d'étude suffisamment longue pour observer et analyser l'incidence de chacun de ces changements sur la performance du système.

- Modification de l'impédance

Le système de surveillance de l'impédance du réseau électrique intégré à l'onduleur utilise deux paramètres : variations des valeurs de l'impédance (ΔZ_{AC}) et valeur absolue de l'impédance (Z_{AC}). Si l'impédance du réseau ne respecte pas la valeur fixée ($\Delta Z_{AC} > 0,5 \Omega$) ou si elle dépasse sa valeur absolue ($Z_{AC} > 1,75 \Omega$) alors l'onduleur se déconnecte du réseau dans les 5 secondes.

Les modifications de ces paramètres de surveillance de l'impédance du réseau électrique ont été élargies le 12 mars 2004 comme cela est indiqué dans le *Tableau III.5*.

Tableau III.5 : Nouvelle plage d'impédance autorisée

	$Z_{AC} [\Omega]$	$\Delta Z_{AC} [\Omega/s]$
Valeurs recommandées par le constructeur	$\leq 1,75$	$\leq 0,50$
Valeurs configurées par le constructeur	$\leq 1,50$	$\leq 0,35$
Valeurs après la modification	≤ 20	≤ 2

- Modification de la fréquence

Le système de surveillance de la fréquence du réseau électrique, incorporé à l'onduleur utilise deux paramètres : variation des valeurs de fréquence (ΔF_{AC}) et valeur absolue de la fréquence (F_{AC}). Si la fréquence du réseau sort des limites définies ($\pm 0,2$ Hz), l'onduleur se déconnecte en 0,2 s. Les paramètres de surveillance de la fréquence du réseau ont été modifiés le 24 mars 2006 (*Tableau III.6*).

Tableau III.6 : Nouvelles plages de fréquence autorisée

	F_{AC} [Hz]		ΔF_{AC} [Hz/s]
	Min	Max	
Valeurs recommandées par le constructeur	49,8	50,2	$\leq 0,250$
Valeurs configurées par le constructeur	49,8	50,2	$\leq 0,005$
Valeurs après la modification	45,5	54,5	$\leq 0,250$

III.4.8.b. Analyse des résultats

Le Tableau III.7 recense les paramètres qui caractérisent le bon fonctionnement de l'installation PV et permet de calculer la performance d'un tel système pour deux années consécutives 2004 et 2005.

Tableau III.7.: Paramètres qui caractérisent la performance du système pour la période 2004-2005

Paramètres du système		2004	2005
Energie de référence Y_R	h/j	5,1	5,2
Energie de champ Y_A	h/j	3,3	3,3
Energie de système Y_F	h/j	3,0	3,0
Pertes diverses L_C	h/j	1,8	1,9
Pertes de système L_S	h/j	0,3	0,3
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

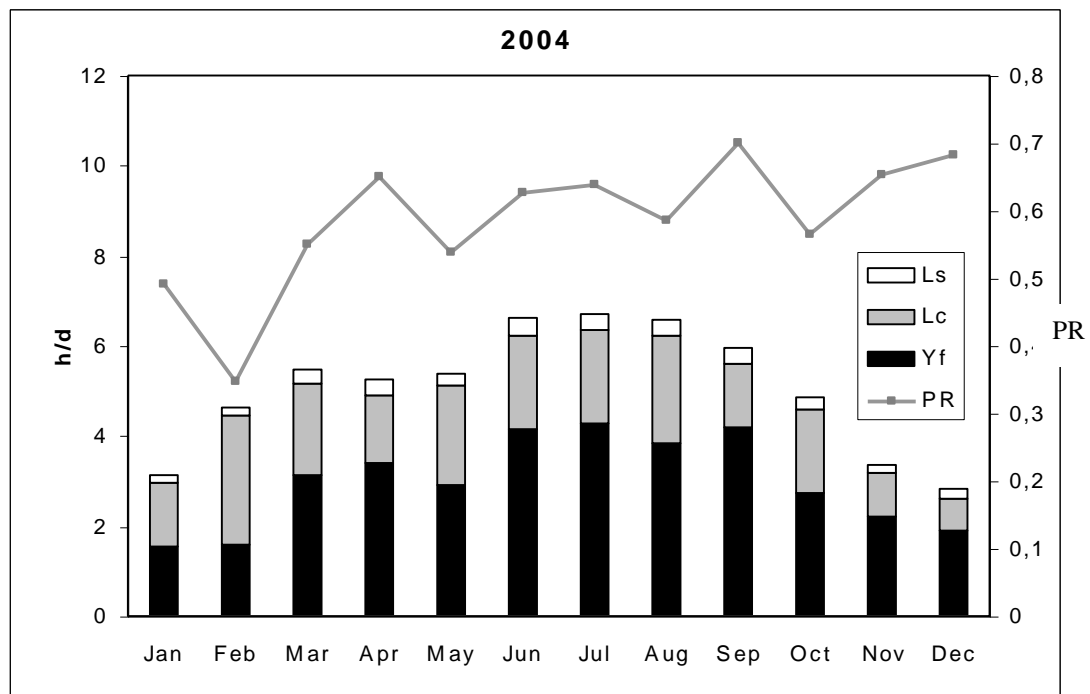
Ces paramètres représentent le fonctionnement du système après la modification de la plage d'impédance autorisée par l'onduleur. Contre toute attente, la valeur du PR est toujours

aussi basse tout comme la fiabilité entraînant une réduction de la production d'énergie électrique. Une étude plus détaillée des paramètres du système s'impose sous forme de diagrammes mensuels afin de visualiser et d'analyser les différentes quantités normalisées.

❖ Analyse de l'année 2004

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.

Figure III.17 : Performances mensuelles du système pour l'année 2004 associées aux différentes pertes



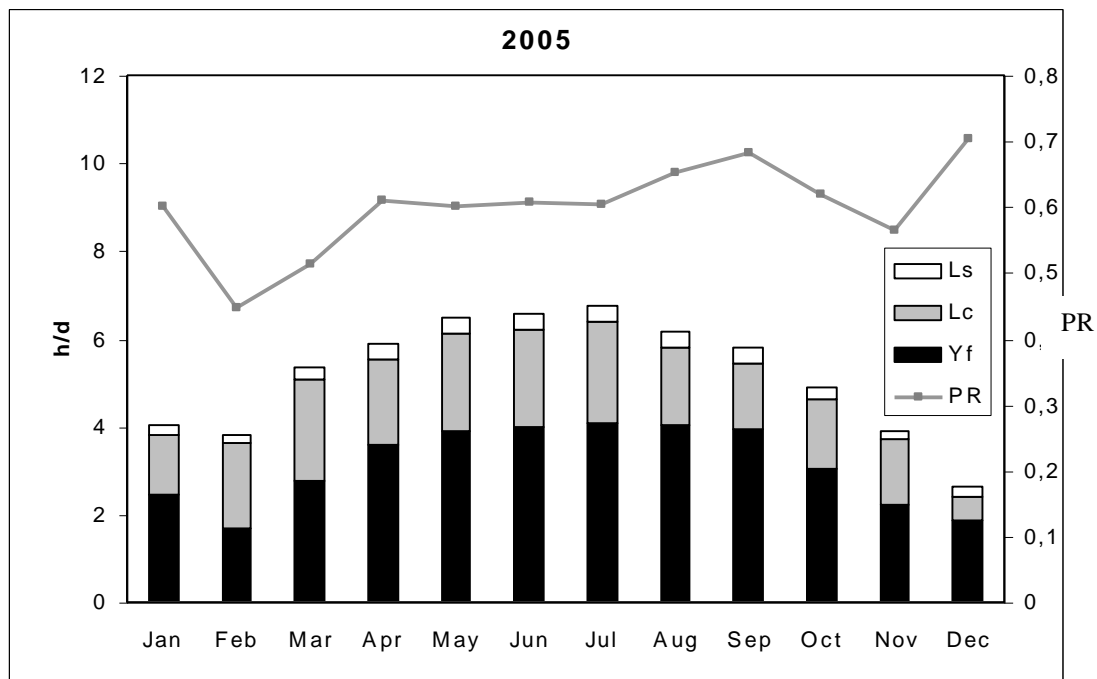
- Février 2004 : le PR avoisine 0,35 et le taux d'erreurs 30 %. Ce dernier se décompose de la façon suivante :
 - 63 % dus aux variations de l'impédance ;
 - 33 % dus aux problèmes de MPP ;
 - 4 % dus aux variations de la fréquence ;

La valeur moyenne du taux d'erreurs pour les deux premiers mois de l'année est égale à 33 %. Après la modification, pour les mois restants, la valeur moyenne du taux d'erreurs chute à 9 % (moins de 0,5 % représente 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.

❖ Analyse de l'année 2005

La *Figure III.18* montre une performance du système en nette hausse par rapport aux années précédentes. Les différentes pertes ont également diminué. Le taux d'erreurs moyen est de 13 % dont moins de 0,1 % dus aux variations d'impédance. La diminution de performance du système provient exclusivement des problèmes de fréquence du réseau électrique qui déconnectent l'onduleur. Le mois de février est le plus significatif.

Figure III.18 : Performances mensuelles du système pour l'année 2005 associées aux différentes pertes



- Février 2005 :

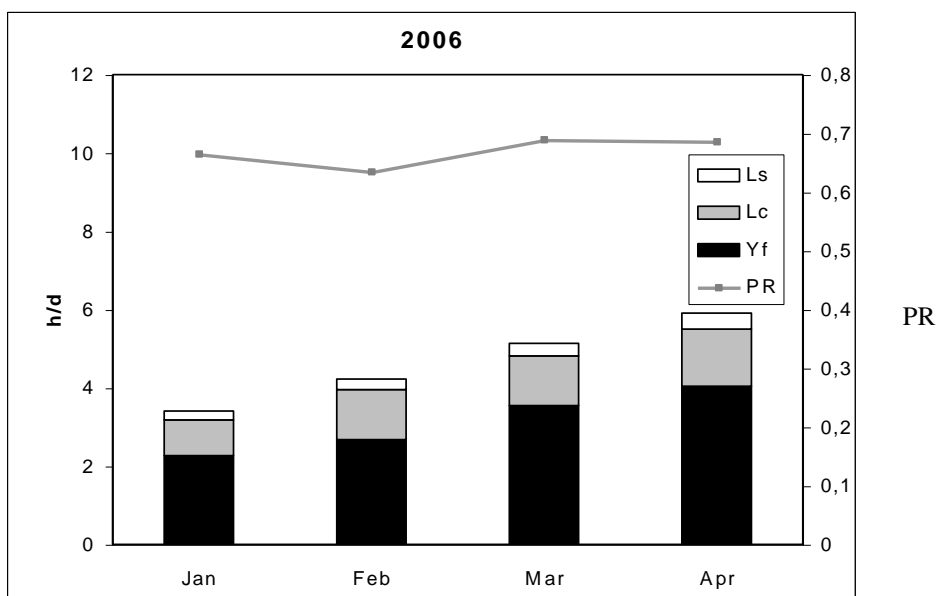
La valeur du PR est égale à 0,45 et le taux d'erreurs à 51 % avec :

- 94 % dus aux variations de la fréquence ;
- 4 % dus aux problèmes de MPP ;

❖ Analyse de l'année 2006

Le diagramme mensuel normalisé pour les quatre premiers mois de l'année 2006 (*Figure III.19*) 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'erreurs est de 4 %. A la fin du mois d'avril, un mois après la modification des plages de fréquence autorisées, nous avons mesuré un PR proche 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).

Fig.III.19: Performances mensuelles du système pour les premiers mois de l'année 2006 associées aux différentes pertes



III.4.8.c. Comparaison avec des périodes de fonctionnement précédentes

Nous allons, dans cette section, comparer des périodes identiques de fonctionnement du système PV avant et après la modification des paramètres techniques de l'onduleur. Nous utiliserons les valeurs du rendement du système ainsi que les paramètres qui déterminent la performance de celui-ci. Les différentes périodes sont répertoriées dans le *Tableau III.8.*

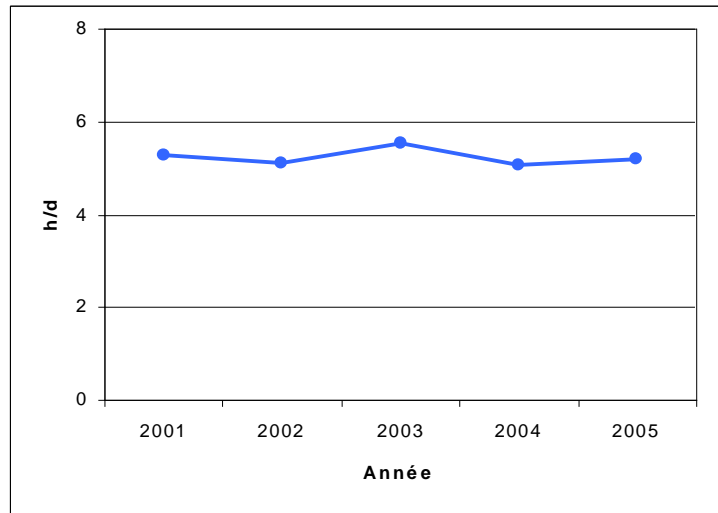
Tableau III.8.: Dates des différentes modifications

Période	Etat d'onduleur
2001	- Configuration standard
2002	
2003	
01/01/2004 – 11/03/2004	
12/03/2004	- Plage d'impédance augmentée
2005	
01/01/2006 – 23/03/2006	
04/03/2006 – 30/04/2006	- Plage d'impédance augmentée - Plage de fréquence augmentée

❖ Energie de référence Y_R

Avec une valeur moyenne de 5,3 h / j, l'énergie de référence est relativement constante sur toute la période d'étude (*Figure III.20*). Cette tendance montre que l'énergie solaire ne varie pas considérablement d'une année de l'autre.

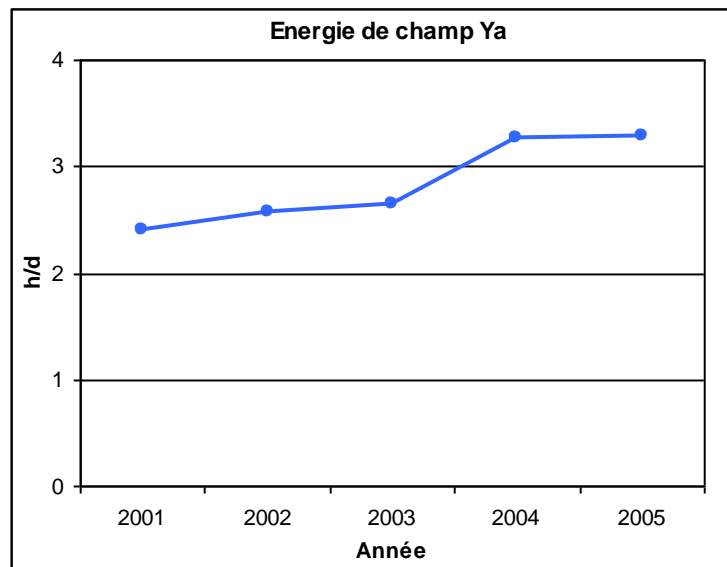
Figure III.20 : Energie de référence Y_R de 2001 à 2005



❖ Energie du champ Y_A

Y_A représente l'électricité DC produite, c'est un paramètre totalement dépendant du fonctionnement de l'onduleur. Après les premières modifications des paramètres de l'onduleur, on constate une nette augmentation de Y_A (Figure III.21).

Figure III.21 : Energie de référence Y_A de 2001 à 2005.

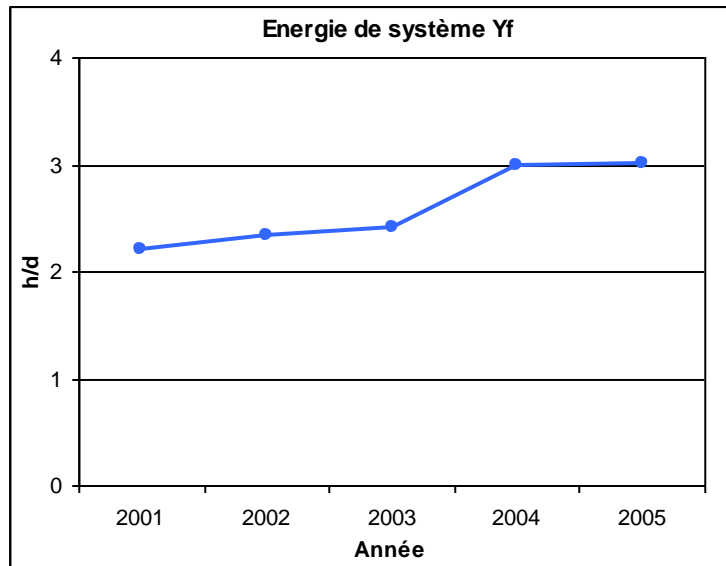


La valeur moyenne de Y_A au cours des trois premières années d'expérimentation est de 2,5 heures par jour. En 2004, nous avons obtenu 3,3 heures par jour. Le rendement de conversion de l'énergie solaire en courant continu suit la même tendance, avec une valeur moyenne de 7,3 % pour la période 2001 – 2003 et de 9,7 % dès le début de 2004. Pour le mois d'avril 2006, le rendement de champ η_0 atteint une valeur moyenne de 11,7 % qui est proche de la performance optimale du système (le nombre de défaillances de l'onduleur ayant remarquablement chuté).

❖ Energie du système Y_F

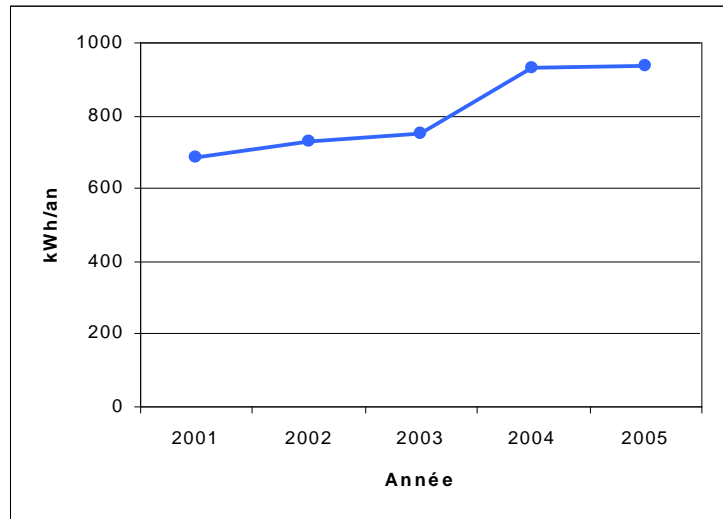
Y_F représente l'énergie ac. Une tendance à la hausse est également observée pour ce paramètre (*Figure III.22*) directement liée au bon fonctionnement de l'onduleur. La valeur moyenne atteint les 2,3 heures par jour pour la période 2001 - 2003 est de 3,0 heures par jour dès le début de l'année 2004.

Figure III.22 : Energie de référence Y_F de 2001 à 2005.



Avant la modification, la valeur moyenne annuelle de l'énergie injectée dans le réseau électrique était égale à 718 kWh . Dès 2004, cette valeur a augmenté de 30 % pour atteindre 931 kWh (*Figure III.23*).

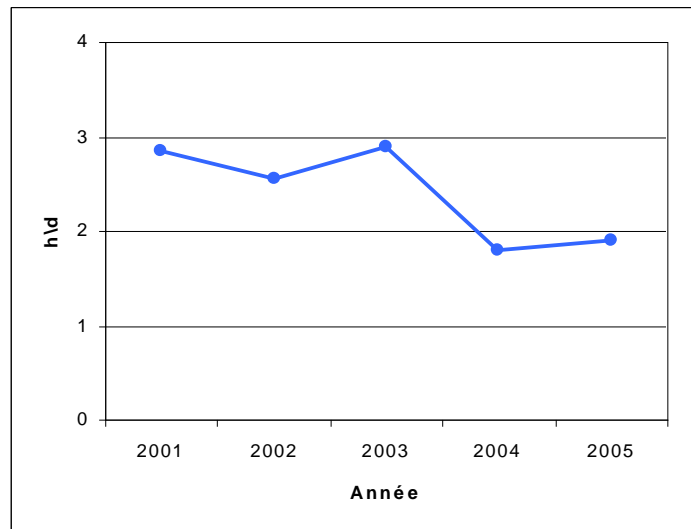
Figure III.23 : Energie électrique produite (AC), période 2001 - 2005



❖ Pertes diverses L_C

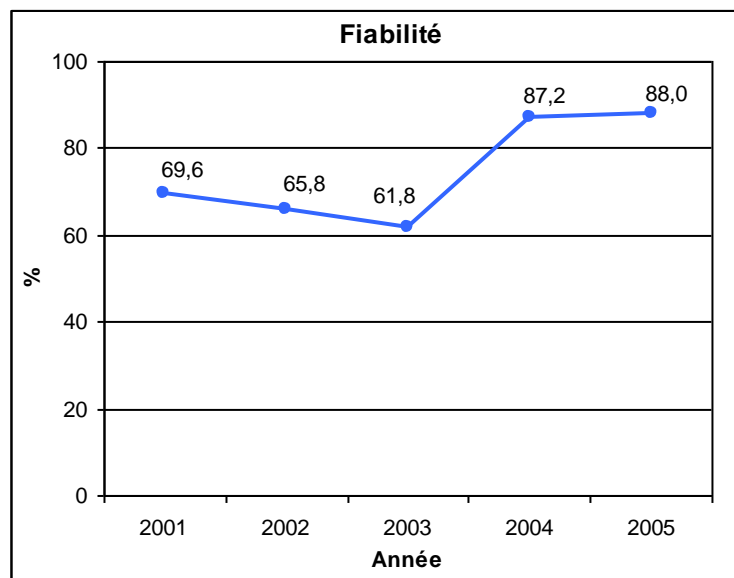
Comme prévu, les pertes L_C ont diminué de manière significative dès le début de l'année 2004. Ce coefficient normalisé généralise toutes les pertes énergétiques causées des dysfonctionnements et des défauts du système. La valeur moyenne de ce paramètres entre 2001 et 2003 est de 2,8 heures par jour et depuis 2004 sa valeur est de l'ordre de 1,8 heures par jour (Figure III.24).

Figure III.24 : Pertes diverses L_C , période 2001 - 2005



Entre 2001 et 2003, les pertes L_C représentent en moyenne 53 % de l'énergie de référence Y_R et depuis l'année 2004 environ 35 % de cette même énergie. Nous avons tracé sur la *Figure III.25* la fiabilité du système pour chaque année d'expérimentation. Celle-ci a augmenté de façon importante à partir du moment où les paramètres de fonctionnement de l'onduleur ont été optimisés.

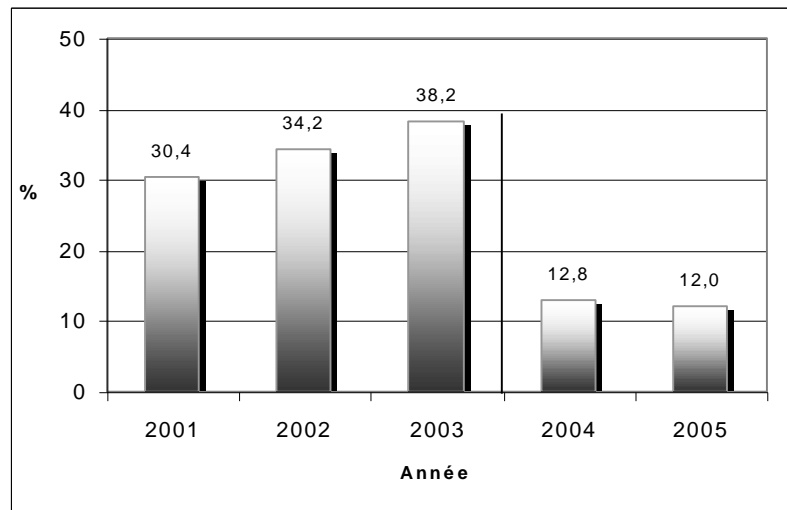
Figure III.25 : Fiabilité du système, période 2001 – 2005



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. Au cours du mois d'avril 2006, nous avons modifié une fois de plus les paramètres de l'onduleur. La fiabilité du système a alors atteint 97 % qui est une valeur normale pour ce type d'installation.

Les pertes d'énergie électrique pour chaque année d'exploitation ont été tracées (*Figure III.26*). Une diminution très nette apparaît en 2004 suite aux premières modifications.

Figure III.26 : Pertes d'énergie électrique, période 2001 – 2005

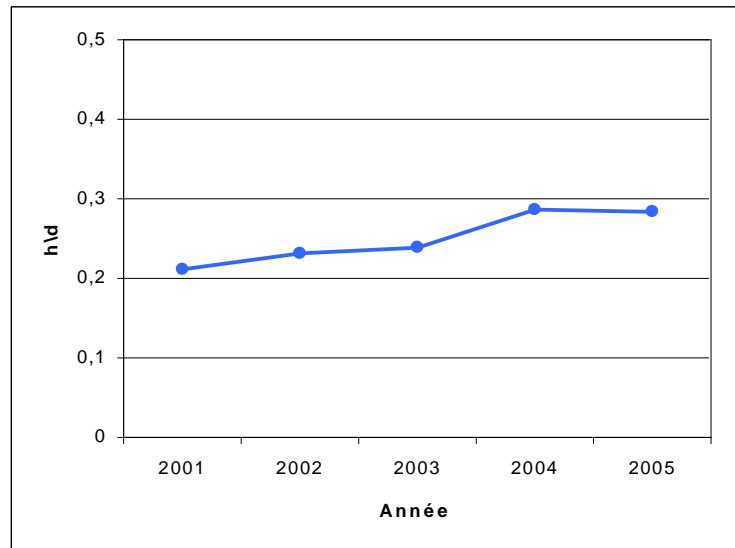


❖ Pertes du système L_S

Elles représentent en général les pertes qui apparaissent pendant la conversion du courant continu en courant alternatif par l'intermédiaire de l'onduleur. Ce paramètre de performance utilise donc des données qui sont mesurées exclusivement pendant les périodes de fonctionnement de l'onduleur.

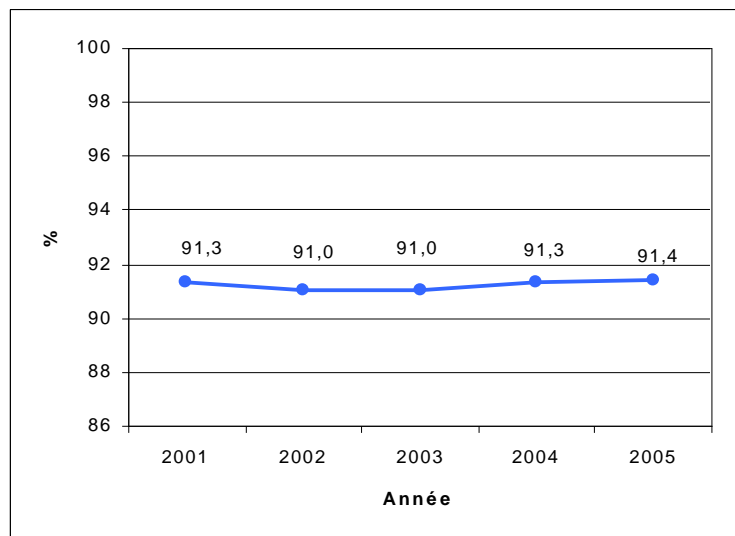
Au cours de trois premières années, les pertes de système oscillaient autour d'une valeur moyenne de 0,2 heures par jour. Elles ont augmenté de 66 % dès 2004 car elles dépendent de l'énergie de système Y_F qui est elle-même fortement en hausse depuis le mois de mars 2004.

Figure III.27 : Pertes de systèmes L_S , période 2001 – 2005



Le rendement de l'onduleur η_{OND} donne de nouvelles indications sur l'efficacité de la conversion d'électricité de courant continu à courant alternatif (Figure III.28).

Figure III.28 : Rendement de l'onduleur, période 2001 – 2005



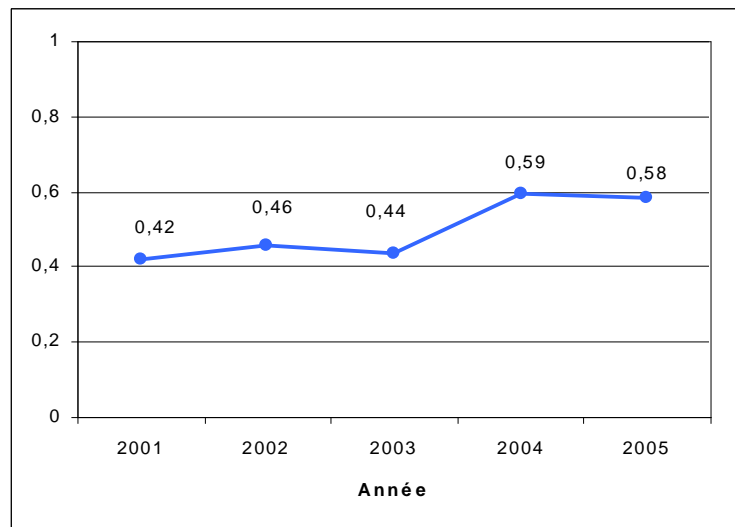
La valeur du rendement de l'onduleur (*Figure III.28*) est restée stable, montrant que ces performances intrinsèques sont fiables dans le temps.

❖ Rapport de Performance P_R

La *Figure III.29* montre l'évolution du PR au cours des 5 années d'étude. Ce dernier suit la même tendance que les tous paramètres étudiés précédemment. Son augmentation est nette mais reste cependant en deçà des valeurs que l'on devrait trouver sous notre latitude.

Le PR a une valeur moyenne de 0,44 de 2001 à 2003. La modification des paramètres apparaît clairement sur cette courbe, le PR augmente jusqu'à atteindre 0,59 en 2004. Nous avons obtenu au mois d'avril, une valeur de PR de 0,68 qui représente la meilleure performance du système en global 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.

Figure III.29 : Rapport de performance PR, période 2001 – 2005



III. 5. CONCLUSION

Nous avons, tout au long de ce chapitre, étudié les 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.

Des résultats mensuels erratiques et des performances globales annuelles extrêmement basses lors des 3 premières années de fonctionnement, nous ont conduit à analyser de manière fine les données. Il s’est alors avéré que l’instabilité du réseau électrique d’EDF engendrait un dysfonctionnement de l’onduleur.

Nous avons été alors amené 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 ...) proche 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.

La conclusion majeure de ce travail, est qu’il est 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.

CONCLUSION

Le développement durable passe, aujourd'hui, par la maîtrise de la demande d'électricité et par l'augmentation radicale de la participation des énergies renouvelables. En effet, d'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des énergies et sur un recours accru aux énergies renouvelables.

Après avoir étudié l'apport du photovoltaïque dans le réseau électrique corse, nous nous sommes intéressés à la réduction des chutes de tension via la solution photovoltaïque. Pour finir, nous avons mis en évidence l'impact du réseau électrique sur les performances d'un système PV installé sur le site du laboratoire de Vignola.

Pour ce faire, nous avons, tout d'abord, été amenés à estimer le taux de disponibilité effectif de la ressource solaire sur l'île à partir de quatre paramètres indépendants. Nous avons mis en évidence la faible correspondance temporelle entre la charge appelée et la puissance PV sur le réseau électrique de la Corse mais également qu'un stockage de grande taille était nécessaire pour écrêter de manière significative les charges pointes.

Nous avons ainsi montré que malgré un potentiel solaire important, l'installation de grandes centrales PV sur l'île dans l'unique but de niveler la demande pointe n'était pas, pour le moment, envisageable. On peut cependant préciser que les résultats sont plus encourageants si l'on travaille uniquement sur les heures d'ensoleillement. Des installations dispersées, en toiture sur les bâtiments administratifs ou sur les écoles, semblent être une alternative beaucoup plus cohérente. En effet, dans les deux cas, la charge appelée à lieu en journée et correspond à la production PV.

Suite à ces résultats nous nous sommes intéressés au secteur domestique qui représente un pourcentage élevé de la demande énergétique de l'île et plus particulièrement aux problèmes de chutes de tension que rencontrent fréquemment les usagers qui se trouvent en bout de ligne électrique.

L'installation de systèmes PV en toiture connectés au réseau électrique peut assurer une grande partie de la charge électrique d'une habitation et contribuer à annuler les chutes

de tension. Nous nous sommes donc attachés au cours de cette étude à confirmer que de tels systèmes fonctionnent et peuvent être reproduits que ce soit en terme de production décentralisée (centrale PV connectée au réseau électrique) ou en terme d'installation PV en toiture.

Nous avons mis en place une méthodologie permettant de réduire considérablement, voire même d'annuler les chutes de tension et nous avons défini deux configurations fonctionnement des systèmes PV. Le premier est uniquement constitué des modules PV et d'un onduleur et nous avons ajouté au second des accumulateurs d'énergie pour pallier les chutes de tension au cours des périodes non ensoleillées. L'étude physique a mis en évidence une infinité de solutions conduisant à la disparition totale ou quasi totale des chutes de tension. Pour des raisons techniques nous avons choisi «d'autoriser» une à deux chutes de tension mensuelles de façon à réduire considérablement la surface de modules requise. L'ajout de contraintes économiques a conduit à la détermination de la configuration optimale et ainsi à un coût du kWh minimal. Les résultats des simulations numériques ont montré que cette configuration était obtenue pour une surface de modules égale à 40 m² dans le cas de deux chutes de tension autorisées et pour une surface de modules égale à 70 m² pour une chute de tension autorisée.

L'étude des performances du système PV en toiture pour les deux surfaces retenues a montré qu'installer de tels systèmes présente un intérêt considérable. En effet, on remarque une diminution notable de la facture EDF car les systèmes en toiture permettent de couvrir jusqu'à 40 % de la charge appelée.

De la même façon, en ce qui concerne le second système, l'étude physique a permis de déterminer une infinité de doublets optimaux (S , C) conduisant cette fois à abaisser la totalité des chutes de tension sous la limite permise. La détermination de la configuration optimale et du coût du kWh minimal fait suite à une étude économique sur la durée de vie du système PV. Cette dernière a montré que l'utilisation d'un système de stockage conduit à un coût du kWh bien inférieur à celui déterminé dans le cas du système PV sans stockage et ce quel que soit le mode de remplissage des batteries.

Après avoir étudié la possibilité d'installer à grande échelle des centrales PV et montré l'intérêt d'utiliser la technologie PV dans le secteur résidentiel nous avons installé un

système PV connecté au réseau sur le toit du laboratoire. Nous avons ainsi pu étudier l'impact du réseau électrique sur les performances du système. Au cours des trois premières années de fonctionnement, nous avons observé un décalage important entre les performances de la littérature et celles que nous avons obtenues. Une analyse fine des données a montré que les nombreuses coupures du système étaient à l'origine de ces mauvais résultats. L'instabilité du réseau électrique engendrait un dysfonctionnement récurrent de l'onduleur. A deux reprises, les paramètres de l'onduleur ont été modifiés et nous ont permis d'obtenir de meilleurs résultats. La conclusion majeure de ce travail est qu'il est nécessaire aujourd'hui avant tout projet d'analyser l'interaction du réseau sur l'onduleur et surtout de mettre en place une collaboration étroite avec EDF – GDF Services Corse.

La méthodologie développée dans le cadre de ce travail apporte des arguments scientifiques supplémentaires et surtout nécessaires au développement des systèmes PV (de petite ou grande taille) connectés au réseau de distribution électrique. Elle pourra être appliquée à d'autres régions de type insulaire.

Pour conclure, ajoutons seulement qu'en raison des coûts d'achat attractifs de l'électricité solaire, il serait dommageable que les investisseurs raisonnent uniquement en terme de profits et non en terme de développement durable et de respect de l'environnement. Une réflexion sérieuse doit être engagée pour que le solaire soit exploité de manière pertinente et optimale et trouve une place de choix sur l'île.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ADEME,

Bilan 1992-2004 du marché français du PV, nouveautés 2005. Fabrice Juquois. Département des énergies renouvelables.

Affolter P., Keller L.,

Optimisation de la surface des panneaux photovoltaïques en fonction du convertisseur statique, OFEN, Berne, Switzerland (1991).

Ahm P.,

The role of utilities in the diffusion of PV technology, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 897-899, Amsterdam, 1994.

Albo E., Cidras J, Carrillo C., Feijoo A., Cruz I., Arribas L, Hormigo A., Erill M.,

PV Back-up system to rural centres with weak grid supply in Almeria. Spain. Dynamic analysis, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1566-1569, Barcelona, 1997.

Ambrosone G., Catalanotti S., Coscia V., Troise G., Cocurullo G.,

Comparison between power and energy, Methods of analysis of PV plants, Solar Energy, Vol.34, No 1 ; pp.1-8, 1985.

Armenta C.,

Cycling efficiency improvement in photovoltaic lead-acid storage batteries, Solar and Wind Technology, Vol.6, No 5, pp.541-549, 1989.

Apex,

Documentation technique, 2006.

Arribas L.M., Cruz I., Reolid E., Enriquez D., Julian A.D.E., Garcia J., Alonso M.,

PV grid-connected system in Madrid. Evaluation of the first data, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1644-1647, Barcelone, 1997.

Ball G., Smith K.,

The Role of Photovoltaics (PV) in Preserving California's Electricity Capacity Reserves, 2001.

Barlier Yves,

EDF-GDF Services Corse. La production d'électricité par les énergies renouvelables. Cours DESS Ingénierie de l'écologie 2001-2002.

Batteries ISOFOTON,

Documentation Technique, 2006.

Batteries stationnaires FULMEN,

Documentation Technique, 1995.

Batteries OLDHAM France,

Documentation Technique, 2006.

Batteries VARTA,

Documentation Technique, 2006.

Beck F.; Hamrin J., Brown K., Sedano R.,

Renewable Energy For California, Benefits, Status and Potential, Renewable Energy Policy Project, Research Report N°15, March 2002.

Bernal-Agustin J.L., Dufo-Lopez R.,

Economical and environmental analysis of grid-connected photovoltaic systems in Spain, Renewable energy, article in press, 2006.

Beyer H.G., Bolhen M, Schumacher J.,

GENG. A solar modelisation data generation for the simulation system INSES, 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 982-985, Nice, 1995.

Birraux C., Le Déaut J.,

Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Energies renouvelables : pour un développement ambitieux mais pragmatiques. Rapport n°3415, 2001.

Bouchaud G., Callec R.,

Project relais PR SOLPV02-2003 : Etude des performances d'un système photovoltaïque connecté au réseau, Institut ENSAM de Corse, 2004.

Buchet E.,

Etude du dimensionnement et développement d'un logiciel d'aide à la conception de systèmes de production d'énergie utilisant la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire, Thèse, Université de Saint Jérôme, France, 1988.

Burger M.,

Evaluation de l'énergie photovoltaïque appliquée à des bâtiments scolaires dans le nord-est de l'Illinois (E.U.), Alimentation en énergie photovoltaïque pour la climatisation, Ontario Hydro, Association Canadienne de l'électricité, 1992.

Caamanõ E., Lorenzo E.,

Photovoltaics in grid-connected buildings : Energy flow and economic aspects, Progress in Photovoltaics : Research and Applications, Vol.3, pp.135-143, 1995.

Caamano E., Lorenzo E.,

Inverters in PV grid connected systems : an assesment on the proper selection, 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 1900-1903, Nice, 1995.

Calais M., Lawrance W.B., Winchert B.,

Feasibility study of residential PV systems for perth in western Austria, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, pp.2671-2674, Vienne, 1998.

CanREN, Natural Resources Canada – Canadian Renewable Energy Network,

Solar energy publications, What is a solar electric or photovoltaic (PV) system?

<http://www.environnement.ouvaton.org/>, 2005

Castro M., Delgado A., Argul F.J., Colmenar F., Yeves F., Peire J.,

Grid-connected PV buildings : analysis of future scenarios with example of Southern Spain, Solar Energy, Vol 79,pp. 86-95, 2005

Centre d'étude à la décision sur les énergies propres,

Modèle pour projets d'installation PV, logiciel RETScreen, Catalogue n°M39-115/2005F-PDF, Ministre de ressources naturelles Canada, 2005.

Chabot B.,

L'économie des énergies renouvelables dans les pays industrialises et en développement, ADEME, 1995.

Chowdhury B.H., Rahman S.,

Analysis of interrelationships between power and battery storage for electric utility load management, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.3, no 3, pp.900-907, 1988.

Claverie A. (ADEME),

Electricité solaire pour les zones rurales, 13^{ème} session de l'Ecole d'été, UNESCO, Paris, 5-16 juillet 2004.

Clefs CEA,

N°50/51, hiver 2004-2005.

Commissariat Général du Plan,

Révision du taux d'actualisation des investissements publics, Rapport du groupe d'experts présidé par Danie Lebègue, 21 janvier 2005.

Cruz I., Arribas L.M., Mukadam K., Erill M., Hormingo A., Moreno M, Ostariz S., Eyras R., *Photovoltaic back-up system for a weak line in a rural centre, in Maria, Almeria. Status report and evaluation on the first results*, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.2619-2622, Barcelona, 1997.

Direction de la Technologie, CEA

Nouvelles Technologies de l'énergie Proposition de programmes de recherche, 15 février 2005.

Donepudi V.S., Well W.,

Status of PV related energy storage systems in IEA member countries : Commercial availability, research and development, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.419-421, Amsterdam, 1994.

EDF,

Guide de planification des réseaux régionaux. Structures et exploitation des réseaux. Tenue de tension, 1994.

EDF,

Evolution des méthodes de planification des réseaux basse tension, Documentation interne 1997.

EDF,

Direction Production Ingénierie, 2006.

Edigo M., Lorenzo E.,

The sizing of stand alone PV systems : A review and a proposed new method, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.26, pp.51-69, 1992.

EGAT,

Economic analysis of photovoltaic system, Rapport EGAT, 1990.

Eicker U., Merten J., Andreu J., Lloret A., Aceves O.,

PV system design and monitoring for the house project in Mataro, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 1070-1073, Amsterdam, 1994.

El-Kordy, M.A. Badr, K.A. Abed, Said M.A. Ilbrahim,

Economical evaluation of electricity generation considering externalities, Renewable Energy 25, pp. 317-328, 2002.

EUREC,

Tutorial Course Material, Photovoltaics, Harvesting the sun in the Urban Landscape, 1998.

European Commission,

Photovoltaics in 2010, Directorate-General for Energy, 1996.

Florida Solar Energy Center,

Research Institute of the University of Central Florida, Photovoltaics and distributed generation : Photovoltaic Fundamentals, <http://www.fsec.ucf.edu/pvt/pvbasics/>, 2006.

Frantzis L. and Graham S.,

2010 U.S. PV grid-connected rooftop market potential, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.2435-2048, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain.

Fronius IG,

Onduleur PV, documentation technique 2005

Garver L.L.,

Effective load Carrying Capability of generating Units, EE Transactions on Power apparatus and Systems, pp.910-919, 1966.

Gonzales A., Yordi B.,

160 kWp PV system grid-connected for rural nucleus with low-quality electrical supply, PV utility interfaces working group, 1991.

Gross A., Bogensperger J. and Thyr T.,

Impacts of large scale photovoltaics systems on the low voltage network, Solar Energy, Vol.59, Nos 4-6, pp.143-149, 1997.

Groumpos P.P., Papageorgiou G.,

An optimal sizing method for stand alone photovoltaic systems, Solar Energy, Vol.38, No 5, pp.341-351, 1987.

Guerra M., Li Causi S.,

A detailed analysis of plug performances : the results of two years operation, 12th European photovoltaic solar energy conference, Amsterdam, Avril 11-15, 1994.

Haas R.,

The value of photovoltaic electricity for society, Solar Energy, Vol.54, No 1, pp.25-31, 1995.

Haas R.,

Residential photovoltaic applications : The relevance of non-technical issues, International Journal of Solar Energy, Vol.20, pp.37-55, 1998.

Haberlin H,

Rendement des onduleurs photovoltaïques, Haute Ecole Technique bernoise de technique informatique (HTI), mai 2005.

Haeberlin H., Beutler Ch.,

Normalised representation of energy and power for analysis of performance and On-line error detection in PV systems, 13th European Solar Energy Conference, Nice, Octobre 23-27, 1995.

Hanel A., Imamura M.S.,

Improvement of PV array Performance, 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1088-1093, Montreux, 1992.

Hasti D.E.,

Photovoltaic power system applications, IEEE Power Engineering Review, pp.18-19, april 1994.

Hay J.E., Davies J.A.,

Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface, Proceedings First Canadian Solar Radiation Data Workshop, Vol. 59, pp.59-72, 1980.

He W., Markvart T., Arnold R.J., Walker J.F., Edwards H. and Dichler A.,

Southampton Photovoltaic Test and Reference Facility, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1620-1623, Barcelone, 1997.

Heilscher G., Schneider M., Schlüter H., Salvamoser G.,

Peak-Power reduction with load management and photovoltaic for an industrial production unit, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.114-116, Barcelone, 1997.

Herig C.,

Using Photovoltaics to Preserve California's Electricity Capacity Reserves, NREL/BR-520-31179, September 2001.

Heyer M.,

Optimisation et évaluation d'un système photovoltaïque relié au réseau et en tenant compte de l'interface onduleur, Thèse, Ecole des Mines de Paris, 1995.

Hoff T.,

The value of photovoltaics : a utility perspective, IEEE, pp.1145-1149, 1987.

Hoff T.,

Calculating Photovoltaics' Value : A utility perspective, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.3, No 3, , p.491-495, 1988.

Hoff T., Shugar D.S.,

The value of grid-support photovoltaics in reducing distribution system losses, IEEE Transactions on Energy Conversion, 1995.

Hossain J.,

A case study of high wind penetration in the Tamil Nadu electricity utility, Energy Policy, pp.868-874, august 1993.

IEA, International Energy Agency,
Market deployment strategies for PV systems in the built environment – An evaluation of incentives, support, programmes and marketing activities; Photovoltaic Power Task 7, Report IEA-PV PS, September 2002.

IEA, International Energy Agency,
Photovoltaic power systems programme, National Status Report, 2003.

IEA, International Energy Agency,
Photovoltaic power systems programme, <http://www.iea-pvps.org/>, 2006

Imamura M.S., Helm P., Palz W.,
Photovoltaic System Technology – A European Handbook, H.S. Stephen & Associates, 1992.

Imamura M.S.,
Grid-connected PV plants: field experience in Germany and a pursuit of higher solar energy collection efficiency, Solar Energy Materials and Solar Cells, 1994, 35: 359-374.

Imamura E.I., Uchiyama Y.,
Impacts of highly penetration of PV system for electricity supply configuration, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.912-914, Barcelone, 1997.

International Electrotechnical Commission,
Standard 61724, Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, Data Exchange and analysis, Geneva, Switzerland, 1998.

Jantsch M., Schmidt H., Schmid J.,
Results of the concerted action on power conditioning and control, 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 1589-1593, Montreux, 1992.

Jewell W.,

Issues in Utility-Interactive Photovoltaic Generation, IEEE Power Engineering Review, p.19-21, 1994.

Johnson A.J., Watt M., Ellis M. and Outhred H.R.,
A life cycle assessment of grid, grid connected PV and stand-alone PV power systems for household energy supply, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.861-864, Barcelone, 1997.

Jourde,

CEA/GENEC, *Le photovoltaïque : les filières, les marchés, les perspectives*, 2003.

Juquois F.,

Tarif lié à l'obligation d'achat, Propositions ADEME, 2006.

Kamel F.,

Perspectives on grid-connected photovoltaic solar generators, Renewable Energy, Vol.6, no 5-6, pp. 515-520, 1995.

Kaye R.J., O'Brien R., Ghiotto N., MacKee P.,

Site selection and assessment of rooftop photovoltaic installations, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1979-1982, Barcelone, 1997.

Keller L. and Affolter P.,

Optimizing the panel area of a photovoltaic system in relation to the static inverter-Practical results, Solar Energy, vol.55, No.1, pp.1-7, 1995.

Kobayashi H., Takigawa K., Hashimoto E.,

Method for preventing islanding phenomenon on utility grid with a number of small scale PV systems, IEEE PVSC (1991).

Kremer P., Diwes A.,

Advanced inverters up to 1 MWp for PV-Utility scale applications, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.2222-2224, Barcelone, 1997.

Krenzinger A., Wagner J.A., Chenio F., Copetti J.,

Computer Simulation of Stand-Alone PV systems for Developing Countries, 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1317-1320, Montreux, 1992.

La Planète Bleue,

Détermination de la disponibilité effective de systèmes photovoltaïques et Eoliens sur le réseau électrique de la Martinique, Rapport ADEME - Rencontres et Journées techniques : Energie Eolienne, p.246-265, 1992.

Lara G., Valdazo M.,

Energy analysis of a photovoltaic installation grid-connected of 14.85 kWp in Larva (Jaen), 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, juin 2005.

Lisita Junior O., Macedo W.N, Zilles R.,

Analysis of the economical viability of photovoltaic systems connected to the low voltage electrical grid, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 2787-2789, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain.

Little A.D.,

Building – Integrated photovoltaics : Analysis and U.S Market Potential, Report to U.S Department of Energy, 1995.

LIVRE BLANC,

Préparatoire au schéma d'aménagement de la Corse, Préfecture de la Région Corse, p.77-84, 1990.

Louche A., Simonnot G., Notton G., Peri G.,

Global analysis of the Rondulinu-Paomia PV plant behaviour, 8th PV solar energy conference, pp.471-476, Florence, 1988.

Louche A., Notton G., Poggi P.,

Global approach of an optimal grid connected PV systems sizing systems, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, p.1638-1641, 1994.

Luther G.,

The regional function energy, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1313-1316, Amsterdam, 1994.

Marion B., Adelstein J., Boyle K.,

Performance Parameters for Grid- Connected PV Systems, NREL/CP-520-37358, February, 2005.

Macagnan M.C., Lorenzo E,

On the Optimal Size of Inverter for Grid Connected PV Systems, 11th European Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion :p.1167-1170, 1992

Marte S., Kremer P.,

Methods against islanding for smal grid connected, 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1839-1841, Nice, 1995.

Milligan M., Porter K.,

Determining the Capacity Value of Wind: A Survey of Methods and Implementation, NREL/CP-500-38062, may 2005.

Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie,

Coûts de référence de la production électrique. DGEMP/DIDEME/SD6, décembre 2003.

Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie,

Coûts de référence de la production électrique. Deuxième partie. Moyens de production décentralisés. Document provisoire, octobre 2004.

Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie,

Crédit d'impôt en faveur du développement durable, 2005.

Moschella U., Rocca U.,

Technical characteristics and initial field testing of 1 MW « Elio-1 » photovoltaic plant, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1171-1175, Amsterdam, 1994.

Mukadam K., Chenlo F., Matas A., Rebollo L., Alonso M., Pottbrock R., Voermans R.,

The 1 MW photovoltaic plant in Toledo – Spain : First operational results and experiences, 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.17701773, Nice, 1995.

Muller A.N., Roecher C., Bonvin J.,

Grid-connected PV installation : Comparison between land base and flat roof base PV installations, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.889-892, Barcelone, 1997.

Multon B.,

Bilan des coûts actuels, ENS Cachan, 2003.

Munyati E., Pearsall N.M., Haydon R.,

The effect of short-term storage on the matching of PV supply to load demand in houses of Edimburg, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, October 2001.

Muselli M.,

Electrification des sites isolés, Dimensionnement des systèmes hybrides à source renouvelables d'énergie, Thèse Université de Corse, 1997.

Muselli M., Poggi P., Notton G. and Louche A.,

Improved procedure for stand-alone photovoltaic systems sizing using meteosat satellite image, Solar Energy, Vol.62, No 6, pp.429-444, 1998.

National Renewable Energy Laboratory (NREL),

A review of PV inverter technology cost and performance projections, January 12, 2006.

Nolay P.,

Développement d'une Méthode Générale d'Analyse des Systèmes Photovoltaïques, Thèse, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1987.

Notton G.,

Contribution à l'étude des systèmes de production autonome d'énergie utilisant la conversion photovoltaïque, Thèse, Université de Corse, 1992.

Notton G., Muselli M., Poggi P., Louche A.,

Autonomous photovoltaic systems : Influence of some paramaters on the sizing : Simulation time-step, Input and output power profile, Renewable Energy, Nos 7-4, pp.371-391, 1996.

Oldham France S.A..
Technical Documentation, 1992.

Orgill J.F., Hollands K.T.G.,

Correlation equation for hourly diffuse radiation on horizontal surface, Solar Energy, Vol.19, No 4, pp.357-359, 1977.

Peippo K., Lund P.D.,

Optimal sizing of grid-connected PV-systems for different climates and array orientations: a simulation study, Solar Energy Materials and Solar Cells, No 35,pp. 445-451, 1994.

Perez R., Seals R., Stewart R., Kapner M., Stillman G.,

Meeting Utility Load Requirements with Photovoltaic, ISES World Congress, 1991.

Peippo K.,. Lund P.D.,

Optimal sizing of solar array and inverter in grid-connected PV systems, Solar Energy Materials and Solar Cells, n°35, pp.445-451, 1994.

Peippo K.,. Lund P.D, Tumnavuori J.,

Coupling the PV array with a standard uninterruptible power supply (UPS) system in commercial buildings, Progress in Photovoltaics : Research and Applications, Vol.4, pp.315-320, 1996.

Perello M.E., Leon A.H., Moreno M.A.,

Grid-connected photovoltaic back-up system for Antenna-Like energy lines, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.887-889, Amsterdam, 1994.

Perez R., Seals R., Stewart R.,

Solar Resource – Utility Load Matching Assessment, NREL - Interim Subcontract Report, 20 September 1991 – 19 December 1993.

Perez R., Berkheiser W., Kapner M., Stillman G.,

Photovoltaic Load matching Potential for Metropolitan utilities and large commercial users in the N-E United States, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1176-1179, Amsterdam, 1994.

Perez R., Letendre S., Herig C.,

PV and grid reliability : availability of PV power during capacity shortfalls, Proc. ASES annual Meeting, Forum 2001, Washington, DC.

Perez R.,

Meeting peak demand with photovoltaics, NESEA Building Energy, 2001.

Perez R., Hoff T., Herig C., Shah J.,

Maximizing PV peak shaving with solar load control : validation of a web-based economic evaluation tool, Solar Energy, Vol 74, pp.409-415, 2003

Perez R.,

Determination of photovoltaic effective capacity for New Jersey, BPU, 2004.

Photovoltaic battery handbook,

1991.

Photowatt,

Technical documentation, 2006.

Poggi P.,

Contribution à l'étude de l'insertion de systèmes photovoltaïques dans un réseau insulaire,

Thèse, Université de Corse, 1995.

Poggi P., Notton G.,

La production d'énergie électrique en Corse. Bilans et perspectives, Université de Corse, SPE UMR CNRS 6134, Octobre 2005.

Rieß H., Sprau P.,

Design consideration for the PV generator/inverter matching in grid.connected systems, 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1377-1378 , Montreux, 1992.

Sabisky E.S.,

A minimum achievable PV electrical generating cost, Solar Energy Material and Solar Cells, Vol.40, pp.55-70, 1996.

Schmid J.S, von Dincklage R.D,

Power conditioning and control, Proceedings of Euroforum New Energies, pp.241-243, Saarbrücken, 1988.

Schmid J., Schmidt H.,

Inverters for photovoltaics systems, 5th Contractor's Meeting of the European Community Photovoltaic Demonstration Projects, pp.122-132, 1991.

Schmid J.S, Schmidt H,

Inverters for photovoltaics systems, Proceedings of the Contractor's Meeting of the EC Photovoltaic Demonstration Projects, pp.122-132, Ispra, 1991.

Schmid J.,

Photovoltaic electricity production, Renewable Energy Development, European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting, pp.492-496, Venise, 1995.

Schoen T., van Schalkwijk M., Prasad D., Toggweiler P. and Sorensen H.,
Task VII of the IEA PV power system program : PV in the built environment – A strategy, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.359-363/116, Barcelone, 1997.

Seigneurbieux J.,
Analyse et réglage de l'optimisation d'un système de production – stockage décentralisée d'électricité PV, Rapport de stage de Master Recherche M2R, Laboratoire SATIE, Antenne de Bretagne de l'ENS Cachan, 2005.

Shugar D.S.,
Photovoltaics in the distribution system, Proceedings 21st IEEE PV Specialists Conference, Kissimmee, 1990.

Shugar D.S.,
L'apport photovoltaïque dans le réseau de distribution d'électricité – Evaluation du système et des avantages répartis, Alimentation en énergie photovoltaïque pour la climatisation, Ontario Hydro, Association Canadienne de l'électricité, 1992.

Sidrach de Cordona M ., Mora Lopez L.,
Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system, mai 18, 1998.

SIEMENS REVIEW,
Research and Development in the U.S.A, 1994.

Siemens,
Documentation technique, 1995.

Smeloff E.,

Quantifying the benefits of solar power for California, December 2004.

Söder L.,

Estimation of reduced electrical losses depending on dispersed small scale energy production, 12th Power Systems Computation Conference, Dresden, 1996.

Solar Electricity,

Edited by Tomas Markvart, University of Southampton, UK, 1994.

Soras C., Makios V.,

A novel method for determining the optimum size of stand-alone photovoltaic systems, Solar Cells, Vol.25, pp.127-142, 1988.

Spooner E.D., Watt M.E., Outhred H.R., Largent R.L., Outhred G.H., Roche D.M.,

The role of the Little Bay solar energy research facility in promoting the development and the use of photovoltaic systems, Solar 94, Conference Proceedings, Vol.2, pp.263-268, Sydney, 1994.

SURTEC Ingénierie, Catalogue 2006.

SUNWATT France, Documentation 2006.

Ter Horst E.W.,

Grid-connected PV systems – The role of the utility sector, International Journal Solar Energy, Vol.15, pp.123-127, 1994.

Thornycroft J.M., Jenkin N., Strbac G., Bates J.R.,

PV power supply interaction with the supply network : system analysis, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.2659-2662, Barcelone, 1997.

Total Energie,
Documentation technique, 1999.

Travers D.L., Shugar D.S.,
Value of grid-support photovoltaics to electric distribution line, Progress in Photovoltaics :
Research and Applications, Vol.2, pp.293-306, 1994.

Tsuda I., Kurokawa K, Nozaki K.,
Annual simulation results of PV system with redox flow battery, Solar Energy Materials and
Solar Cells, Vol. 35, pp.503-508, 1994.

Tsukamoto O., Yamagishi K.,
Detection of islanding of multiple dispersed photovoltaic power systems, *Solar Energy*,
Vol.58, Nos 1-3, pp.9-15, 1996.

University of the New South Wales – School of Photovoltaic and Renewable Energy
Engineering (SPREE),
Grid connected photovoltaics, <http://www.pv.unsw.edu.au/>, 2006.

Van Dijk V.A.P.,
*Hybrid Photovoltaic Solar Energy Systems : Design, Operation and Optimisation of the
Utrecht PBB system*, Thèse, Université de Utrecht, Pays-Bas, 1996.

Voorspools K.R., D'haeseleer W.D.,
An analytical formula for the capacity credit of wind power, Renewable Energy, Vol.31,
pp.45-54, 2006.

Watt M., Kaye R.J., Travers D. & MacGill I.,
An Analysis of the Australian Market for Building Integreted PV, Solar '97 - Australian and
New Zealand Solar Energy Society, Canberra, 1997.

Weidele Th., Dreß A., Prukschek R., Rauh H.U,
Optimization of grid-connected PV-systems, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 1011-1014, Nice.1995.

Wenger H.J., Hoff T., Shugar D.S., Farmer B.,
PVUSA 500 kW Grid-Support Photovoltaic Project : Interim results on Value, 8th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.903-907, Florence, 1988.

Wenger H., Hoff T. and Perez R.,
Photovoltaics as a Demand-Side Management Option : Benefits of a utility-Customer Partnership, Proceedings World Energy Engineering Congress, Atlanta, 1992.

Wenger H., Hoff T., Perez R.,
Photovoltaics as a demand-side management option : Benefits of a utility-customer partnership, Proceedings World Energie Engineering Congress, Atlanta, 1992.

Wenger H.J., Hoff T., Shugar D.S., Farmer B.,
PVUSA 500 kW grid-support photovoltaic project : Interim results on value, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1176-1179, Amsterdam, 1994.

Wenger H., Hoff T., Pepper J.,
Photovoltaic Economics and Markets, The Sacramento Municipal Utility District as a Case Study, September 1996.

Wilk H.,
200 kWp photovoltaic rooftop programme in Austria first operational results and lessons learned, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 923-927, Amsterdam, 1994.

Yordi B., Stainford D., Edwards H., Gillett W., Lloyd H., Gerhold V.,

Demonstrating PV technologies for the PV market of the future experiences from the THERMIE Programme, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.369-373, Barcelone, 1997.

Zahedi A.,

Solar photovoltaic (PV) energy; latest developments in the building integrated and hybrid PV system, Renewable Energy 31, pp. 711-718, 2006.

NOMENCLATURE

Nomenclature CHAPITRE I

E_i - série chronologique de la production énergétique horaire de la centrale photovoltaïque

Val_i : coûts relatifs énergétiques horaires correspondants (coût par kWh)

ΔT - une heure

cap_i - capacité disponible de la ressource à l'heure i (MW)

charge $_i$ - charge appelée à l'heure i (MW)

charge $_i$ - charge horaire appelée sur le réseau à l'heure i

c_i - capacité du moyen de production (MW)

L - charge pointe sur la période (MW)

m - puissance caractéristique de Garver du réseau (MW)

n - appels de puissance maxima

N - nombre d'heures de la période d'étude

P_{cap} - puissance installée PV (en MW)

PE - puissance effective du système (MW)

PER - puissance effective relative

pointe - charge pointe de la période considérée (MW)

PPC_{pointe} - probabilité de perte de charge au moment de la pointe appelée au cours de la période

pplr - pourcentage de réduction désirée de la charge de pointe

P_{PV} - puissance PV disponible à l'heure i (MW)

r_i - taux d'arrêt (%)

Sto - stockage d'énergie journalier (systèmes-heures) avec PV

Sto' - stockage d'énergie journalier (systèmes-heures) sans PV

tc - taux de couverture solaire

TDE - taux de disponibilité effectif

V - valeur de l'énergie PV relative

Nomenclature CHAPITRE II

$\Delta U/U$ - chute de tension horaire cumulée relative (%)

$\text{tg}\varphi = 0,4$

$\%E_{FS}$ - fraction solaire

$\%E_{OND,réseau}$ - pourcentage de l'énergie issue du système PV fournie au réseau

$P_i = \sum_{j=i}^n P_j$ - puissance cumulée appelée par la charge (kW) sur le dipôle i

a – coût d'actualisation

C_{brut} - investissement brut (€)

$C_{install}$ – coût d'installation (€)

C_{mat} – coût des matériaux (€)

$C_{mat'}$ - coût des matériaux après crédit d'impôt

Cond – coût de l'onduleur (€/W)

Craccor - Le coût du raccordement au réseau (€)

Creempl - Coût de remplacement de l'onduleur (€)

C_{supp} – coût des supports (€/W)

C_{trans} - coût des transports (€/W)

C_{vie} - coût sur la durée de vie du système (€)

D_{mod} – durée de vie des modules (années)

E_G – bilan énergétique (kWh)

E_{OND} - énergie issue de l'onduleur (kWh)

$E_{OND,DI}$ - énergie produite par le système PV directement utilisée par le consommateur (kWh)

FA – facteur d'actualisation

Gain - gains réalisés sur la consommation électrique de l'habitation

INVEST - coût d'investissement initial (€)

L - charge appelée (kWh)
Li - longueur du dipôle (km)
Maint – valeur de la maintenance (€)
n – numéro du dipôle
NR - nombre de remplacements de l'onduleur sur la durée de vie du système
R - résistance linéique d'un conducteur (Ω /km)
S – surface de modules (m^2)
X - réactance linéique d'un conducteur (Ω /km)

Nomenclature CHAPITRE III

η_0 – Rendement du champ PV
 η_C - Rendement des connexions électriques
 η_{DIV} - Rendement des pertes diverses
 η_{ERR} - Rendement de disponibilité du système
 η_{OND} – Rendement de l'onduleur
 η_T – Rendement thermique des cellules PV
A – Ampères
AC – Courant alternatif
AM – Signification standardisée pour spectre solaire
CNRS – Centre National de la Recherche Scientifique
CTS – Conditions Standard de Test (conditions standardisées pour mesure des performances des composants PV)
DC – Courant continu
 dF_{AC} (ou ΔF_{AC}) – Variation de fréquence du réseau électrique
 dZ_{AC} (ou ΔZ_{AC}) - Variation d'impédance du réseau électrique
 E_A - Energie électrique de sortie du champ PV, en DC
EDF – Electricité de France
 E_I - Energie solaire reçu à S
 E_{PV} – Energie électrique de sortie du système PV, en AC

E_{RR} - Taux d'erreurs
E-total - Energie produite cumulée depuis la mise en route du système PV
 F_{AC} – Fréquence du réseau électrique
Fehler – Etat d'erreur de l'onduleur
G – Irradiance de référence
 G_{CTS} - Irradiance égale a 1 kWh/m² (de CTS)
h/an - Heures par an
h/j - Heures par jour
 H_T - Irradiance totale dans le plan du champ PV
H-total - Heures de fonctionnement depuis la mise en route du système
Hz – Hertz
Hz/s - Hertz par seconde
 I_{AC} – Intensité du courant de sortie d'un système PV
IEA – Agence Internationale d'Energie
IEC – Commission Internationale d'Electrotechnique
 I_{PV} – Intensité du courant d'un champ PV
 I_{RR} – Irradiance
 L_C - Pertes diverses
 L_{CM} - Autres pertes
 L_{CT} - Pertes thermiques
 L_S - Pertes du système
m² – Mètre carre
MOSFET - Transistor à Effet de Champ à Métal Oxyde Semi-conducteur
MPP – Point de Puissance Maximale (régime de fonctionnement d'un onduleur)
MPP-Such – Régime de l'onduleur de recherche de MPP
° - Degrés
°C – Degrés de Celsius (échelle de température)
 P_0 - Puissance assignée du champ PV en AC
 P_{AC} – Puissance électrique d'un système PV, en courant alternatif
PC - Ordinateur personnel
 P_{NOM} – Puissance électrique nominale

P_{PV} – Puissance électrique d'un champ PV, en courant continu

PR - Rapport de performance

PV - Photovoltaïque

s – seconde

S – Surface totale des panneaux PV

Status – Etat de l'onduleur

Stoer – Etat dérangé de l'onduleur

T - Température

U_{AC} – Tension du réseau électrique

U_{PV} – Tension d'un champ PV

V – Volts

Warten – Régime d'attente de l'onduleur

W_C – Watt crête (puissance nominale d'une cellule, module ou champ PV, mesurée en CTS)

Wh - Wattheure (quantité d'énergie solaire ou électrique)

Y_A - Energie de champ PV normée

Y_F – Energie du système normée

Y_R - Energie de référence normée

Z_{AC} – Impédance du réseau électrique

Ω – Ohm

Ω /s - Ohm par seconde

ANNEXE 1 :
LISTE DES BOUTS DE LIGNE EN CORSE
DU SUD SOUMIS A CONTRAINTE

LISTE DES BOUTS DE LIGNE EN CORSE DU SUD SOUMIS A DES CONTRAINTES D'INTENSITE OU DE TENSION

Dans cette section, nous avons dressé pour chaque commune de Corse du sud, la liste des bouts de ligne soumis à contraintes. Ces données nous ont été fournies par EDF Corse.

Dans les tableaux suivants, figurent le nom de la commune, le nom du poste Basse Tension, le type de contrainte (tension, intensité, transformateur), la valeur de la chute de tension sur la ligne ainsi que la valeur de la chute de tension en sortie de transformateur.

Commune	Nom du poste	CONTRAINTES	DU lignes	DU transformateur
Ajaccio	Stella di Mare	U	20	1
Ajaccio	Les galets	U	15	2
Ajaccio	Madame Mère	I	8	2
Ajaccio	Sebastiani	U I T	12	3
Ajaccio	Granval	I	7	1
Ajaccio	Citadelle	I	5	1
Ajaccio	Bassoul	I	3	2
Ajaccio	Arène	I T	6	2
Ajaccio	Saint Roch	I	4	1
Ajaccio	Piazzetta	I	2	1
Ajaccio	Masseria	I	3	1
Ajaccio	Livrelli	T	2	3
Ajaccio	Giocanti	T	1	4
Ajaccio	Vittulo	U I	12	1
Ajaccio	Marguerite	U	10	2
Ajaccio	Palmiers	I	4	2
Ajaccio	Bellevue	I	7	1
Ajaccio	Saint Jean	I	3	1
Ajaccio	Buschettu	T	7	2
Ajaccio	Braceschi	T	3	3
Ajaccio	Valery	T	3	3
Ajaccio	Castel Vecchio	T	1	3
Ajaccio	Versini	I	3	2
Ajaccio	Peupliers	T	1	4
Ajaccio	Torre	I T	6	3
Ajaccio	Saules	T	1	3
Ajaccio	Forcio	U	17	2
Ajaccio	Seminaire	T	1	3
Ajaccio	Acqua	U	15	1
Ajaccio	Hlm	I	5	1
Ajaccio	Vecchia	T	3	3
Ajaccio	Lazaret	U	12	1
Ajaccio	Balises	T	2	3
Ajaccio	Lava	U	10	1
Ajaccio	Figarella	T	1	
Ajaccio	Carosaccia	U	11	2
Ajaccio	Joly	U	12	1
Ajaccio	Croce	U	11	2
Ajaccio	Sampiero	I	6	2
Ajaccio	Arcades	I	7	1
Ajaccio	Colomba	T	4	2
Ajaccio	Semaphore	U	10	
Afa	Casaccia	U	10	2
Afa	Piscia Rossa	T	6	3
Afa	Pietraja	U	12	1
Afa	Felasca	T	6	3
Afa	Vigna Piana	U T	7	4
Afa	Giunchaccia	T	4	3
Afa	Zitella	U	11	1
Alata	Pesci Pecora	T	5	5
Alata	Balisaccia	U	11	3
Alata	Matoni	U T	16	3
Alata	San Benedetto	U	10	2
Albitreccia	Marincaggi	U	9	2

Commune	Nom du poste	CONTRAINTES	DU lignes	DU transformateur
Albitreccia	Hameau de Molini	T	4	3
Appietto	Appietto	T	6	3
Appietto	Trefolo Nero	U	10	2
Bastelica	Groupe scolaire	U	9	2
Bastelicaccia	Domiciacchi	U T	4	7
Bastelicaccia	Forcala	U T	11	3
Bastelicaccia	Mascarone	U	11	2
Bastelicaccia	Pisciatello	U	10	3
Bastelicaccia	Favale	U	9	1
Bastelicaccia	Casa del Toro	U	15	2
Bastelicaccia	Corraccia	U I T	13	2
Calcatoggio	Calcatoggio	T	6	3
Calcatoggio	Marijanchi	U	13	1
Cannelle	Cannelle	T	1	4
Carbuccia	Costa	U	8	1
Cauro	Repubblica	U	12	2
Coti Chiavari	Acqua Doria	U	13	2
Coti Chiavari	Verghia	U I	13	1
Coti Chiavari	Monte Bianco	U	12	2
Coti Chiavari	Stephanacia	U	17	
Cuttoli Corticciatto	Pozzo Rosso	U	8	1
Cuttoli Corticciatto	Pianiccia	U	11	1
Cuttoli Corticciatto	Tafonayo	U	8	1
Cuttoli Corticciatto	Canale	U	10	2
Eccica Suarella	Eccica	U T	5	6
Grosseto Prugno	Candilelli	U	4	3
Grosseto Prugno	Bondu	U I T	9	10
Grosseto Prugno	Les Cannes	T	3	4
Grosseto Prugno	Saint Georges	T	1	6
Grosseto Prugno	Farniente	U	10	1
Grosseto Prugno	Lunera	U T	8	4
Grosseto Prugno	3 Puits	U	14	
Grosseto Prugno	Rotolo	U I	27	2
Grosseto Prugno	Vetta	U T	10	6
Grosseto Prugno	Clos des Orangers	T	3	4
Ocana	Ocana	T	3	3
Ocana	Pont de la Pierre	U	11	1
Peri	Peri Nord	U T	8	4
Peri	Peri Sud	U	8	2
Peri	Volte	U	8	3
Peri	Tortajolo	U T	3	9
Pietrosella	Pietrosella	T	3	5
Pietrosella	Sette Nave	U T	10	3
Pietrosella	Larghia di Pietra	U T	10	4
Pietrosella	Emeraude	U	12	2
Sari d'Orcino	Acquansu	U I	9	2
Sarrola	Ribarotti	U	8	2
Sarrola	San Pietro	U	12	1
Tavaco	Nivalello	U	12	1
Tavera	Tavera	U I	10	2
Ucciani	Querciolu	U	9	
Valle di Mezzana	Valle di Mezzana	U	14	2
Vero	Vignaccie	U	9	1
Villanova	Scaglioli	U I T	13	3

Commune	Nom du poste	CONTRAINTES	DU lignes	DU transformateur
Villanova	San Fidele	U	11	2
Argiusta	Argiusta	U	24	2
Aullene	Cardelli	U T	11	3
Carbibi	Carbini	U	9	2
Casalabriva	Celaccia	U	11	
Cozzano	Cozzano	T	3	3
Grosseto Prugno	Lotissement	I T	6	3
Levie	Groupe scolaire	U	8	2
Moca Croce	Moca	U	12	
Olmeto	Marinca	U	17	
Olmeto	Micalona	U	11	
Olmiccia	Acoravo	U	12	2
Olmiccia	Pian d'Olmo	U	12	1
Petreto Bicchisano	Bicchisano	U T	7	3
Petreto Bicchisano	Calo	U	12	1
Petreto Bicchisano	Carucola	U	13	
Petreto Bicchisano	Gendarmerie	U	9	2
Pila Canale	Calzola	U	15	1
Propriano	Myosotis	T	2	3
Quenza	Quenza	U I T	11	4
Quenza	Ramaca	U	8	3
San Gavino	San Gavino	U T	10	5
Santa Maria Siche	Santa Maria Vico	I	8	2
Sartène	Canton de France	T	4	1
Sartène	Castagna	U	9	
Sartène	Fiore	U	16	2
Sartène	Tradicetto	U	9	2
Sartène	Trois Chapelles	U	9	1
Sartène	Marchi	T	3	3
Serra di Ferro	Caitucoli	U	9	
Serra di Ferro	Serra di Ferro	U	9	1
Serra di Scopamene	Vangono	U I T	10	4
Sorbollano	Sorbollano	T	4	3
Zicavo	Acqua di Maria	U	9	2
Zonza	Scaella	U	15	
Zonza	Zonza	U I	10	2
Bonifacio	Finocchio	U	15	2
Bonifacio	Marina di Fiori	U	21	
Bonifacio	Saint Dominique	I	3	1
Conca	Conca	I	8	2
Figari	Figari	U T	7	4
Figari	Mannarina	U	12	1
Figari	Ogliastrello	U	16	1
Figari	Pietra Rossa	U	12	1
Lecci	Capo	T	2	5
Lecci	Gorgetti	U	9	1
Pianottoli	Pigniatellu	U	8	1
Porto Vecchio	Capi Tondella	T	2	4
Porto Vecchio	Cipponu	U I T	9	5
Porto Vecchio	Giardino	U	12	2
Porto Vecchio	Guaschi	I	4	2
Porto Vecchio	Lavigne	U	11	
Porto Vecchio	Pascialella	U	11	1
Porto Vecchio	Pietra d'Arca	U	10	1

Commune	Nom du poste	CONTRAINTES	DU lignes	DU transformateur
Porto Vecchio	Pini	U	27	2
Porto Vecchio	Route de Bonifacio	U	19	1
Porto Vecchio	Benista	U I T	10	3
Porto Vecchio	Nicoli	T	3	4
Porto Vecchio	Les Oliviers	I T	5	4
Porto Vecchio	Forum	U	14	1
Porto Vecchio	Ranch	U	12	2
San Gavino	Macchia di Cervi	U	11	2
Zonza	Testa	T	5	5
Arbori	Mela	T		1
Calcatoggio	Orcino	U	9	1
Cargèse	Lozzi	U	12	1
Cargèse	Les Savants	U	15	
Coggia	Esigna	U T	12	2
Coggia	Grand Jean	T	1	
Coggia	Saint Pierre	U	11	1
Guagno	Guagno	T	6	3
Guagno	Morga	T	5	3
Letia	Saint Roch	U	7	2
Orto	Belleliate	U T	6	6
Ota	Ota Village	U I	11	1
Ota	Plage de Porto	U	10	
Pastricciola	Campotello	U	10	1
Piana	T,D,F Piana	T		1
Poggiolo	Poggiolo	U	9	3
Serriera	Pont de serriera	U	10	1
Soccia	Valdicciola	U	8	1
Vico	Collège	U I T	10	5

ANNEXE 2 :
COÛT SIMULÉ DU RENFORCEMENT DE
BOUT DE LIGNE EFFECTUÉ PAR EDF

La fiche de coût qui figure ci-dessous correspond au coût du renforcement du bout de ligne étudié qui serait effectué par EDF. Les données que nous utilisées nous ont été fournies par le service « Réseaux » d'EDF.

ARTICLES	UNITE	PRIX HT	QUANTITE	MONTANT
Frais administratifs				
Réseau aérien				
Réseau souterrain	U	381		
Total 1	U	530	1	530
Canalisations souterraines BT				530
Tranchées sous trottoir				
Tranchée sous chaussée	m	51	790	40290
Tranchée en terrain vierge	m	77		
	m	34		
Fourniture et pose de câble BT				
3x50 Alu + 50 Alu				
3x150 ² Alu + 70 Alu	m	7		
3x240 ² Alu + 95 Alu	m	12		
	m	16	790	12640
Boîte de jonction				
Raccordement dans un poste existant d'un départ BT				
Equipement d'un socle en fausse coupure 150 ² ou 240 ²	U	685		
Fourniture et pose d'un socle double		217	1	217
Equipement d'un socle d'étoilement		274		
Equipement d'un socle de repiquage de branchement		176		
Raccordement aéro-souterrain au réseau toutes sections		197		
Raccordement coffret coupe-circuit en façade		77		
		534		
Total 2		123		
Canalisations aériennes BT				53147
Fourniture et pose de conducteur sur support				
3x70 Alu + 54,6 ²	m			
3x70 ² Alu + 54,6 ² + EP				
3x150 ² Alu + 70 ² + EP		6,4		
		7		
Fourniture et pose de conducteurs sur façade				
3x70 Alu + 54,6 ²	m			
3x70 ² Alu + 54,6 ² + EP				
3x150 Alu + 70 ² + EP				
		43		
Jonction réseau existant				
		49		
Sans remplacement de support	U			
Avec remplacement de support				
		171		
Total 3		301		
Coût de l'ouvrage (euros)				53677

**ANNEXE 3 :
VALEURS MENSUELLES DE
LA PERFORMANCE**

Year	Month	Total irradiance	Mean ambient T	Monthly energy		Operation hours	Efficiency η			Error rate	
				DC	AC		Inverter	Array	System	Availability	
		kWh/m ³	° C	kWh	kWh	h/month	%	%	%		%
2001	Jan	73,28	12,6	23,31	20,99	163,97	90,0	5,7	5,1	25,0	75,0
	Feb	146,55	12,4	80,70	73,78	265,67	91,4	9,8	9,0	15,2	84,8
	Mar	141,42	15,3	81,39	74,25	345,17	91,2	10,2	9,3	12,4	87,6
	Apr	183,63	15,0	89,11	81,20	371,27	91,1	8,6	7,9	22,9	77,1
	May	176,37	19,7	73,25	66,73	380,82	91,1	7,4	6,7	27,4	72,6
	Jun	197,48	22,7	60,97	55,66	319,65	91,3	5,5	5,0	51,4	48,6
	Jul	211,65	25,5	83,32	76,42	340,20	91,7	7,0	6,4	37,9	62,1
	Aug	214,52	26,4	113,61	104,46	334,73	91,9	9,4	8,7	14,7	85,3
	Sep	180,76	21,1	22,92	20,86	118,88	91,0	2,3	2,1	41,7	58,3
	Oct	175,47	22,0	62,71	57,15	323,22	91,1	6,4	5,8	52,1	47,9
	Nov	112,62	15,6	37,69	34,17	213,77	90,7	5,9	5,4	37,0	63,0
Dec	104,31	11,3	15,42	13,88	116,10	90,0	2,6	2,4	42,8	57,2	
total 2001		1918,06	18,3	744,40	681,83	3293,43	91,3	6,9	6,3	30,4	69,6
2002	Jan	131,04	11,2	71,62	65,41	292,58	91,3	9,7	8,9	25,3	74,7
	Feb	126,77	12,5	60,57	55,19	283,77	91,1	8,5	7,7	32,6	67,4
	Mar	177,32	14,4	83,42	76,03	355,90	91,1	8,4	7,6	32,4	67,6
	Apr	174,53	15,8	51,69	46,64	382,40	90,2	5,3	4,8	56,2	43,8
	May	181,51	18,7	81,28	73,93	421,40	91,0	8,0	7,2	30,2	69,8
	Jun	187,45	24,2	78,83	71,93	394,18	91,2	7,5	6,8	30,2	69,8
	Jul	204,72	24,7	78,93	71,91	427,70	91,1	6,9	6,2	41,6	58,4
	Aug	189,33	24,3	89,54	81,70	422,23	91,2	8,4	7,7	28,5	71,5
	Sep	177,61	22,0	66,30	60,32	349,52	91,0	6,6	6,0	41,2	58,8
	Oct	151,24	19,0	74,02	67,50	335,28	91,2	8,7	7,9	30,9	69,1
	Nov	91,98	16,5	19,04	17,24	121,75	90,6	3,7	3,3	39,8	60,2
Dec	75,53	13,1	41,51	37,48	274,82	90,3	9,8	8,8	19,3	80,7	
total 2002		1869,03	18,0	796,75	725,30	4061,53	91,0	7,6	6,9	34,2	65,8

Production électrique, rendement et disponibilité

Array yield YA		Final yield YF		Reference yield YR		Performance ratio PR	Capture losses LC		System losses LS		nth	ar
kWh/kWp.month	h/j	kWh/kWp.month	Hh/j	kWh/kWp.month	h/j		kWh/kWp.month	Hh/j	kWh/kWp.month	h/j		

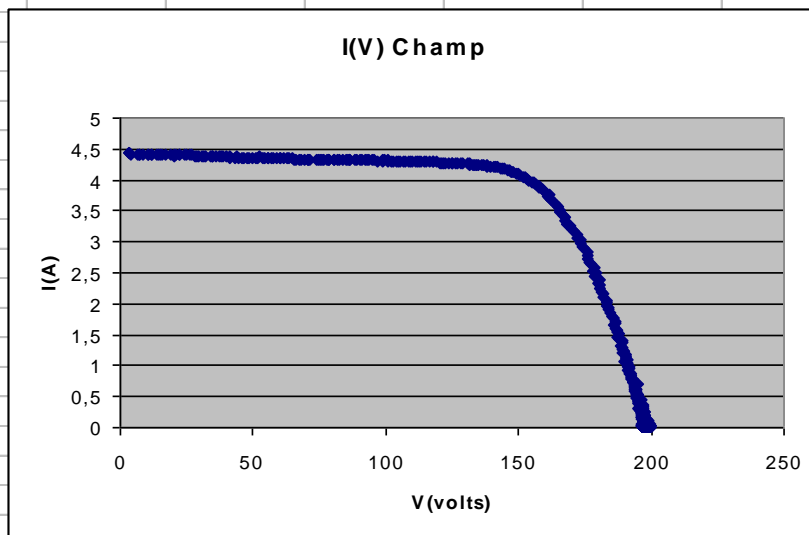
27,43	0,88	24,69	0,80	73,28	2,36	0,34	45,9	1,48	2,73	0,09	Jan	2001
94,94	3,39	86,80	3,10	146,55	5,23	0,59	51,6	1,84	8,14	0,29	Feb	
95,75	3,09	87,35	2,82	141,42	4,56	0,62	45,7	1,47	8,40	0,27	Mar	
104,84	3,49	95,53	3,18	183,63	6,12	0,52	78,8	2,63	9,31	0,31	Apr	
86,18	2,78	78,50	2,53	176,37	5,69	0,45	90,2	2,91	7,67	0,25	May	
71,73	2,39	65,48	2,18	197,48	6,58	0,33	125,8	4,19	6,25	0,21	Jun	
98,02	3,16	89,90	2,90	211,65	6,83	0,42	113,6	3,67	8,12	0,26	Jul	
133,66	4,31	122,90	3,96	214,52	6,92	0,57	80,9	2,61	10,76	0,35	Aug	
26,97	0,90	24,54	0,82	180,76	6,03	0,14	153,8	5,13	2,43	0,08	Sep	
73,78	2,38	67,24	2,17	175,47	5,66	0,38	101,7	3,28	6,54	0,21	Oct	
44,34	1,48	40,21	1,34	112,62	3,75	0,36	68,3	2,28	4,14	0,14	Nov	
18,14	0,59	16,33	0,53	104,31	3,36	0,16	86,2	2,78	1,81	0,06	Dec	
875,77	2,41	802,15	2,20	1918,06	5,25	0,42	1042,3	2,85	73,62	0,21	total 2001	
84,26	2,72	76,96	2,48	131,04	4,23	0,59	46,8	1,51	7,31	0,24	Jan	2002
71,26	2,55	64,93	2,32	126,77	4,53	0,51	55,5	1,98	6,33	0,23	Feb	
98,14	3,17	89,45	2,89	177,32	5,72	0,50	79,2	2,55	8,69	0,28	Mar	
60,81	2,03	54,87	1,83	174,53	5,82	0,31	113,7	3,79	5,93	0,20	Apr	
95,62	3,08	86,98	2,81	181,51	5,86	0,48	85,9	2,77	8,64	0,28	May	
92,75	3,09	84,63	2,82	187,45	6,25	0,45	94,7	3,16	8,12	0,27	Jun	
92,85	3,00	84,60	2,73	204,72	6,60	0,41	111,9	3,61	8,25	0,27	Jul	
105,34	3,40	96,12	3,10	189,33	6,11	0,51	84,0	2,71	9,22	0,30	Aug	
78,00	2,60	70,96	2,37	177,61	5,92	0,40	99,6	3,32	7,04	0,23	Sep	
87,08	2,81	79,41	2,56	151,24	4,88	0,53	64,2	2,07	7,67	0,25	Oct	
22,39	0,75	20,28	0,68	91,98	3,07	0,22	69,6	2,32	2,12	0,07	Nov	
48,84	1,58	44,10	1,42	75,53	2,44	0,58	26,7	0,86	4,74	0,15	Dec	
937,35	2,57	853,29	2,34	1869,03	5,11	0,46	931,7	2,54	84,06	0,23	total 2002	

Coefficients normalisés

ANNEXE 4 :
CARACTERISTIQUES I(V) DU CHAMP PV

Caractéristique I(V) du champ PV

I-V Curve; Serial-no.: 11; 12/03/04 14:43:07								
Comment:								
Measurement Settings:								
V Range [V]	I Range [A]	Scan Rate	no. Values	autorange				
400	8	38	5000	0				
Vmpp [V]	Impp [A]	Pmpp [W]	Voc [V]	Isc [A]	G [W/m ²]	T [°C]	FF [%]	Rendement
155,19	3,969	615,95	198,19	4,427	842	40,1	70,2	13,00%



Caractéristique I(V)

ANNEXE 5 :
ERREURS ENREGISTREES

Extrait des erreurs enregistrées

N erreurs	Mpp-Such	Stoer, Warten, Offset, Stop						Mois	Année
		Zac	dZac	Fac	dFac	Uac	-----		
2460	482	162	677	15	0	0	1124	Janvier	2001
2418	569	112	820	47	0	0	870	Février	
2562	666	64	762	221	0	0	849	Mars	
5095	1088	374	1686	98	0	22	1827	Avril	
6266	937	564	1619	171	0	11	2964	Mai	
9855	1352	1079	2699	54	0	17	4654	Juin	
7728	1303	678	2609	33	0	0	3105	Juillet	
2943	680	239	1232	32	0	0	760	Aout	
2975	538	268	1022	40	0	1	1106	Septembre	
10102	1559	723	3261	154	0	2	4403	Octobre	
4752	687	460	1247	98	0	0	2260	Novembre	
2983	395	102	622	1215	0	0	649	Décembre	
60139	10256	4825	18256	2178	0	53	24571	totale 2001	
4442	671	265	898	963	0	1	1644	Janvier	2002
5546	1034	487	1712	111	0	0	2201	Février	
6926	1434	534	2308	294	0	0	2356	Mars	
12884	1859	1330	3520	365	0	0	5810	Avril	
7642	1598	509	2581	464	0	0	2490	Mai	
7139	1452	500	2513	203	0	0	2470	Juin	
10681	1663	930	3321	199	0	11	4557	Juillet	
7225	1222	669	2313	114	0	2	2905	Aout	
8642	1483	892	2572	217	0	4	3474	Septembre	
6216	1343	393	2150	318	0	0	2012	Octobre	
2906	557	239	841	165	0	0	1104	Novembre	
3178	737	135	952	101	0	0	1253	Décembre	
83427	15053	6883	25681	3514	0	18	32276	totale 2002	

Erreurs enregistrées

