



HAL
open science

GESTION DES FLUX ÉNERGÉTIQUE DANS UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE CONNECTER AU RÉSEAU – Application à l’habitat

Yann Riffonneau

► **To cite this version:**

Yann Riffonneau. GESTION DES FLUX ÉNERGÉTIQUE DANS UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE CONNECTER AU RÉSEAU – Application à l’habitat. Energie électrique. Université Joseph-Fourier - Grenoble I, 2009. Français. NNT: . tel-00458260

HAL Id: tel-00458260

<https://theses.hal.science/tel-00458260>

Submitted on 19 Feb 2010

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

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

UNIVERSITE JOSEPH FOURIER

N° attribué par la bibliothèque

|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|

THESE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE JOSEPH FOURIER

Spécialité : Génie électrique

Préparée au : Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble (G2Elab)

Dans le cadre de l'école doctorale :

Électronique, Électrotechnique, Automatique, Traitement du Signal (EEATS)

par

YANN RIFFONNEAU

Le 23 octobre 2009

Titre :

GESTION DES FLUX ENERGETIQUES DANS UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC
STOCKAGE CONNECTE AU RESEAU

—
Application à l'habitat

Directeur de Thèse : Seddik BACHA
Co-encadrant : Franck BARRUEL

JURY

Cristian NICHITA
Bernard MULTON
Jean-Pierre JOLY
Stéphane PLOIX
Seddik BACHA
Franck BARRUEL

Professeur des universités au Havre
Professeur des universités ENS Cachan
Directeur du centre de recherche INES
Maître de conférence de l'INP Grenoble
Professeur des universités de l'UJF Grenoble
Docteur ingénieur de recherche CEA/INES

Président / Rapporteur
Rapporteur
Examinateur
Examinateur
Directeur de thèse
Co-encadrant

Avant propos

Cher lecteur,

La partie que tu t'apprêtes à lire est sans doute la plus difficile à écrire, car la plus personnelle. A l'heure où j'entame cet avant propos, le manuscrit de thèse a été entièrement rédigé et validé par les rapporteurs, et la thèse a été soutenue voilà maintenant plus d'une semaine. J'ai donc une totale liberté pour exprimer mes pensées, mes impressions et les émotions et que j'ai ressenties pendant cette thèse mais aussi tout au long du parcours que j'ai suivi pour atteindre ce stade. Outre l'ensemble de mes sentiments, cet avant propos contient également tous les remerciements que je souhaite adresser aux personnes envers lesquelles je serai toujours reconnaissant.

Comment ne pas conclure ce manuscrit, qui représente la fin de mes études, sans me remémorer le commencement de mon cycle scolaire ?

Le début de mon parcours fut relativement laborieux. L'école primaire fut très difficile et je profite de cet avant propos pour contredire mon instituteur de CM2 qui avait insisté auprès de mes parents sur le fait que je ne ferai jamais de longues études. Comme quoi, l'opinion d'un instituteur peut parfois être faussée, et j'espère que mon cas lui permettra de donner un sens à l'expression « ne jamais dire jamais ». C'est au collège que j'ai découvert les mathématiques et la physique et que j'ai décidé de m'orienter dans cette filière pendant le lycée, au dépend de ma seconde langue, l'Allemand. C'est après le bac qu'apparaît une anecdote assez intéressante quand on connaît la fin de mon parcours. Ne sachant pas clairement comment m'orienter, je me suis inscrit à l'IUT Génie Électrique et Informatique Industriel de Tours, ma ville natale. Cependant, après la visite de l'IUT pendant les journées portes ouvertes, l'ambiance et l'atmosphère me rappelant de mauvais souvenirs de lycée et me mettant mal à l'aise, j'ai radicalement décidé de ne pas suivre le cursus de génie électrique. Je garderai une mauvaise image de ce domaine pendant toutes mes études, et j'irai même jusqu'à me jurer de ne pas travailler dans ce milieu !

Suite à ma décision, j'ai choisi le cursus universitaire. J'ai obtenu mon DEUG de « Science de la Matière » à l'université François Rabelais (Tours), pendant lequel je découvre les « vraies » mathématiques et confirme mon attirance pour la physique. J'en profite pour remercier le

professeur Antoine.RUYTER qui m'a donné ce goût et la motivation de continuer malgré la difficulté. Ces cours furent, pour moi, on ne peut plus complets et resteront un exemple malgré leur intensité. Au passage, je remercie Laurent BAKRI et Loïc pour leur aide inestimable pendant ces deux années de DEUG que je n'aurai jamais obtenues sans eux.

Est ensuite venue l'envie de partir à l'étranger, de découvrir une autre culture et d'en profiter pour quitter le cocon familial. Je désirai faire une licence de physique dans un pays anglophone mais j'appris que les relations internationales de l'Université François Rabelais n'avaient aucun contact dans le domaine. Mon seul moyen de partir était de créer une relation avec une université étrangère dans le domaine de la physique. Ainsi, je remercie Jean-Claude SAURET, le directeur du département de physique de l'université de Tours, et plus particulièrement le professeur Claude BARABES pour avoir accepté de créer un échange avec l'université de Dublin en Irlande. Grâce à ces deux personnes, et au professeur Peter HOGAN de UCD (University College Dublin), nous avons mis en place le premier échange international en physique de l'université François Rabelais. Cela m'a permis de passer une année scolaire à Dublin, en licence de physique à UCD. Cette année là fut extrêmement riche en émotion et en apprentissage, et se révèle comme une période clé dans ma vie. J'ai appris une manière différente de penser, autant au niveau scientifique que social, et je me suis imprégné d'une autre culture que j'ai adoptée avec grand plaisir et qui fait maintenant partie de moi. Pour cela, je suis tout d'abord très reconnaissant à l'ensemble des membres de « UCD Mountaineering Club » de l'année 2003-2004. Ne pouvant citer tous les membres, je me permets de nommer John Ross MACMAHON, Mark CLEARY et Niall LEHANE avec qui j'ai partagé de très bons moments et qui sont devenus des amis importants. C'est grâce à ces personnes que j'ai découvert les plaisirs de la montagne (et oui, en Irlande c'est possible !), ce qui a influencé mon choix de la région Rhône-Alpes pour la suite de mes études. Je remercie également les élèves de la promotion 2003-2004 du cursus « Applied physic », notamment Brian et Kelly qui m'ont accueilli à bras ouverts et ont facilité mon intégration à l'université. Évidemment, il reste mes colocataires de l'époque, Ulli, Peter, Owen, David et Steven. Toutes ces personnes ont participé à mon épanouissement personnel sans lequel je ne serai pas arrivé à ce stade aujourd'hui.

C'est également pendant cette année à Dublin que j'ai décidé de modifier mon cursus universitaire, initialement tout tracé dans la physique fondamentale. L'envie de travailler sur l'énergie photovoltaïque (que je ne connaissais presque pas à l'époque) m'est apparue pendant le cours de physique des matériaux du professeur Luis Leon Vintro que je remercie au passage. Depuis, je suis toujours resté fasciné par le concept de créer de l'électricité à partir de la lumière. J'ai également choisi de quitter la physique fondamentale en observant mes professeurs.

Messieurs (et très rarement Mesdames), j'ai le regret de vous annoncer que votre trop grande passion pour la physique (mais cela est aussi vrai pour les autres matières) se traduit par un comportement et une philosophie de vie qui, souvent, n'incite pas à copier votre exemple. D'après mes interprétations personnelles, un niveau avancé dans la recherche fondamentale nécessite une implication tellement importante que cela prend, à mon goût, trop de place dans l'esprit et la vie d'une personne. Je me permets de féliciter ceux qui se sentent concernés, car je ne les critique pas mais au contraire, les admire.

Après toutes ces réflexions, j'ai décidé de suivre un Master (et oui, c'est l'année du changement du cursus universitaire en LMD) intitulé VERDEC (Valorisation des Énergie Renouvelables et des DEChets) à l'université de Savoie à Chambéry. Cette formation a modifié ma vision du monde grâce à une forte sensibilisation à la politique énergétique et ses conséquences, particulièrement sur l'environnement. Je remercie tous les professeurs de cette formation qui, malgré un enseignement parfois un peu extrémiste qui m'a influencé, m'ont transmis leurs motivations et leurs envies de s'impliquer, comme chacun le peut, à l'élaboration d'un monde meilleur. Ce master a également été très riche au niveau personnel, et je suis fier des personnes que j'y ai rencontrées. Je parle, bien évidemment, de tous les élèves de la promotion des deux années de master entre 2004 et 2006. Je citerai ceux qui sont devenus des amis proches, c'est-à-dire Lucie, Bénédicte, Cédric, Nicolas, Aurélien et Franck (malgré tout !). Un remerciement particulier à Sébastien KRAFT et Audrey COHADE qui m'ont beaucoup aidé et soutenu pendant les moments difficiles, et continuent encore. Vous faites presque partie de la famille !

Mon goût pour la recherche, influencé par mon cursus universitaire initial, et mon envie de participer au développement de la filière photovoltaïque sont les principaux facteurs qui m'ont poussé à faire un doctorat. La naissance de l'INES sur le site de Savoie Technolac en 2006 fût l'opportunité idéale pour m'intégrer dans le domaine de l'énergie solaire. Après avoir effectué mon stage de master dans les locaux encore vides de l'INES, j'obtiens une bourse de l'ADEME et un co-financement du CEA/INES pour effectuer une thèse en collaboration avec le G2Elab. Ainsi, je remercie l'ADEME pour son soutien financier et son implication dans les énergies renouvelables, l'environnement et la maîtrise de l'énergie. Je remercie également Eric PEIRANO et plus récemment Stéphane BISCIGLIA pour avoir représenté la partie technique de l'ADEME et suivi mes rapports bi-annuels. Merci également à Eliane JANOT et Valérie PINEAU pour leurs aides et leur support administratif à l'ADEME. Un remerciement aussi au CEA pour son co-financement et pour m'avoir accepté pour ce travail.

Voici donc venu le temps des sentiments et des remerciements concernant les trois années de thèse concrétisées par ce manuscrit. Il faut admettre que la première année fut relativement

laborieuse. L'INES étant au stade de la naissance et en pleine recherche de sa position dans le domaine, mon encadrement en subit les conséquences. Je tiens à remercier tout le personnel, les stagiaires et les doctorants de l'INES de cette époque, et particulièrement les membres du laboratoire L2S (équipe système et stockage) pour m'avoir soutenu et aidé pendant cette période difficile. Mes collègues de bureau, Fathia KAROUI et Zhe FENG ont été mes deux meilleurs soutiens, et je ne saurais comment les remercier à leur juste valeur. Je remercie également Arnaud DELAILLE pour avoir pris le temps de partager ses connaissances avec moi sur les batteries au plomb, et pour avoir accepté que j'exploite son travail de thèse.

Mes recherches ont commencé à prendre un sens avec l'arrivée de Franck BARRUEL et son affiliation en tant que co-encadrant. Franck, un grand merci pour tout ce que tu as fait pour moi. Merci de m'avoir supporté pendant deux ans et demi, d'avoir passé du temps à lire, corriger et essayer de comprendre mes idées, mes rapports et mes envies avec tout le mal que j'ai à m'exprimer. Merci de ne jamais avoir « lâché le morceau » et de m'avoir poussé vers l'avant. Et surtout, merci pour ton soutien pendant la période la plus difficile que j'ai eu à vivre, sans lequel tout aurait pu s'arrêter. Je te serai toujours reconnaissant de ne pas m'avoir jugé pour ce qui s'est passé. Merci de m'avoir aidé et encouragé à continuer. Et enfin, merci d'y avoir cru. J'espère ne pas t'avoir déçu.

Cette thèse n'aurait jamais vu le jour et n'aurait jamais abouti sans un directeur de thèse aussi formidable que Seddik BACHA. Cher Seddik, tu m'as accueilli à bras ouvert au moment où j'en avais le plus besoin. Tu as accepté de me prendre en charge et de m'intégrer dans l'équipe SYREL du G2Elab. Grâce à toi j'ai repris goût à mon travail et confiance en moi. Tu m'as redirigé pour que je trouve le chemin qui est le mien. Tu m'as énormément apporté, d'un point de vue scientifique bien sûr, mais encore plus d'un point de vue humain. Tu es tellement chaleureux, enthousiaste et bon vivant que tu transmets la bonne humeur autour de toi. Je suis content des moments que nous avons passés ensemble et je suis fier d'être allé en Kabylie, ta région natale, avec toi. Tu m'as fait découvrir ton pays, tes amis et ta façon de penser. Tu as participé à mon ouverture d'esprit et tu as eu un rôle important dans mon épanouissement personnel tout au long de ces années. Je ne pouvais pas rêver mieux comme directeur de thèse. Seddik, merci pour ça, je n'oublierai pas. Et surtout, j'espère que l'on vivra encore de belles choses ensemble dans l'avenir.

J'ai passé environ la moitié du temps de la thèse dans les locaux de l'INES, sur le site de Savoie Technolac au Bourget du Lac. Je souhaite particulièrement remercier les personnes qui, plus que des collègues, sont devenues de véritables amis. Je parle de Virginie RENZI, Julien KHOLER, Kelli MAMADOU et Séverine BAILLY. Vous m'avez soutenu dans tous les moments difficiles, même les plus délicats. Vous m'avez énormément aidé à avancer et à y croire pour aller

au bout. J'ai passé d'excellents moments avec vous et je compte bien que cela continue. Merci à vous.

L'autre moitié de la thèse s'est déroulé au G2Elab, le laboratoire d'électrotechnique de Grenoble, sur le campus de Saint Martin d'Hères. Comment traduire l'accueil que j'ai reçu dans ce laboratoire ? Je vais commencer par l'ensemble des permanents, ce qui concerne autant le personnel administratif que les techniciens, les bibliothécaires, les chercheurs et les enseignants. J'ai été accueilli par des gens souriants, pleins de bonne volonté et toujours prêts à vous aider. J'insiste sur le fait que c'est le comportement de chacun d'entre vous qui traduit l'atmosphère qui règne dans le laboratoire et qui contribue à améliorer les conditions de travail. Et dans des conditions aussi agréables, on ne peut que retrouver une ambiance formidable au sein des doctorants. Et oui chers doctorants du G2Elab, je vous dois beaucoup. J'ai été très touché par votre accueil et la facilité avec laquelle vous m'avez permis de m'intégrer. J'ai rencontré une très grande mixité dans la population des doctorants, et c'est ce qui fait la richesse de ce laboratoire. Merci à vous tous, doctorants du G2Elab.

Merci à Damien PICAULT, Benoît ROZEL, Alexandre TENINGE, Didier BOEDA, Philipp TRITSCHLER avec qui j'ai passé l'essentiel de mes journées et j'ai partagé mes pensées et mes réflexions. J'ai également passé de bonnes soirées et de bons moments avec vous, et certains sont devenus des amis. Une reconnaissance particulière à Benoît et Alexandre qui ont pris le temps de répondre à mes questions et de me transmettre une partie de leurs connaissances avec beaucoup de pédagogie et de patience. Sans vous, je n'aurai pas réussi. Merci à Abdel BESRI et Asma MERDASI avec qui j'ai eu la chance de partager mon bureau pendant la période difficile de rédaction. Plus récemment, merci à Yasmine GABI et Alexandre CHUROS pour les bons conseils et l'aide qu'ils m'ont apportés.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance au groupe de personnes composé de Olivier MARTINS, Jérémie AIME, Phuong Thai DO, Marie-Cecile ALVAREZ-HERAULT et Maria ANDREICA. Je ne saurai comment vous remercier d'avoir toujours été à mon écoute et de m'avoir soutenu chaque fois que j'en ai eu besoin. Vous avez été mon soutien moral tout au long de cette thèse sans lequel je n'aurai pas fini. Vous êtes à l'origine de la dynamique et de l'alchimie positive qui a régné entre les doctorants pendant ces deux dernières années. J'ai passé des moments magnifiques avec vous, et ce n'est pas terminé.

Je souhaite conclure mes remerciements sur le G2Elab avec un hommage particulier à la petite mais incroyablement présente communauté Colombienne composée de Carolina TRANCHITA et Lina MARIA RUIZ. Les filles, je ne sais pas comment vous remercier. Vous avez été tellement formidables avec moi. Vous m'avez fait découvrir une autre manière de penser et de voir la vie. Vous m'avez écouté, soutenu, épaulé et encouragé dans toutes les situations,

professionnelles ou non. Vous m'avez transmis votre inépuisable dynamisme et votre joie de vivre. Avec vous, je n'avais aucune raison de m'inquiéter. Je vous remercie pour tous les conseils que vous m'avez donnés. J'ai vécu des instants merveilleux et très intenses avec vous. Surtout ne changez pas. Même si nous allons être séparés, nous nous retrouverons car c'est évident. Sincèrement, je ne vous remercierai jamais assez. Je remercie également le reste de la communauté Colombienne de Grenoble (Diana, Johana, Maylin, Claudia et Claudia, John...) pour tout l'aide qu'elle m'a apporté et les inoubliables moments passés ensemble.

Pour clore cette autobiographie sur mon cursus scolaire, je tiens à remercier les personnes qui ont pris le temps d'étudier mon travail et qui ont autorisé à conclure ce parcours par la soutenance de thèse. Je parle évidemment du jury de thèse. Ainsi, je remercie le professeur Cristian NICHITA pour avoir accepté de présider ce jury et être rapporteur de ce travail. Merci au professeur Bernard MULTON pour sa forte implication dans son rôle de rapporteur et dans la pertinence de ses remarques qui m'ont permis d'améliorer mon travail. Merci à Stéphane PLOIX et Jean-Pierre JOLY pour avoir accepté de faire partie de ce jury. J'étais honoré de la présence de chacun d'entre vous pendant la soutenance de cette thèse.

Jusqu'à présent, je n'ai parlé que mon parcours scolaire, mais il est évident que je ne serai pas rendu à écrire l'avant propos d'une thèse de doctorat sans la rencontre avec d'autres personnes en dehors de mes études.

Je souhaite offrir un grand remerciement à Jérémie GAUTHIER qui n'est malheureusement plus de ce monde pour le recevoir. J'ai passé toute mon adolescence avec lui et je n'ai que de bons souvenirs. Grâce à lui j'ai découvert beaucoup de choses, et je ne le remercierai jamais assez pour son humour, son imagination et ses réflexions, ainsi que pour tout le soutien et l'aide qu'il m'a donnés.

Merci à mes amis d'enfance Mathieu ROULET et Mathieu CHAIGNEAU avec qui j'ai partagé des voyages et des moments inoubliables. On se connaît depuis toujours et, au travers tout ce que l'on a partagé, vous m'avez beaucoup aidé à faire un choix au moment des décisions importantes.

Je voudrais enfin remercier toutes les personnes avec qui j'ai partagé mes passions. Je vais commencer par le club de gymnastique de Saint Pierre des Corps, et plus particulièrement Olivier et Stéphanie KERO ainsi que Franck et Stéphanie AVERTI. Vous avez façonné toute ma jeunesse et sans vous j'aurais sûrement pris d'autres directions. Vous êtes presque une deuxième famille. Également un grand merci aux clubs et aux équipes masculines de gymnastique de Chambéry et de Grenoble. J'ai toujours été très chaleureusement accueilli et facilement intégré. J'ai rencontré des gens de milieux totalement différents, ce qui m'a permis de prendre du recul, de voir les choses autrement et d'oublier tous les soucis quotidiens. Merci à vous tous qui

contribuez à maintenir une très bonne ambiance dans ce sport. Je n'oublierai pas non plus toutes les personnes avec qui j'ai partagé mon amour pour la musique. Merci aux musiciens avec qui j'ai joué et partagé la scène à Tours, Chambéry et Grenoble. Une considération particulière à Ewen GÜR avec qui j'ai toujours pris un grand plaisir à jouer et qui m'a beaucoup aidé à trouver mon orientation au travers d'interminables discussions.

Enfin, je suis très reconnaissant au groupe d'amis de longue date composé de Guillaume DELEA, Thibault JOURDAIN, Simon DECAJ et Mélanie LAMBERT. Nous avons tous pris des parcours différents, et le temps passé avec vous m'a fait beaucoup évoluer. Merci pour tout votre soutien, vos conseils et votre aide depuis que l'on se connaît. Sans vous, je n'en serai pas là.

Pour finir, je souhaiterai donner le plus fort des remerciements à mes parents Agnès et Pascal RIFFONNEAU, ma sœur Caroline et mon frère Hadrien. Sans vous, tout ce qui vient d'être écrit n'aurait pas lieu d'être. C'est grâce à l'éducation que vous m'avez donnée, aux voyages que l'on a fait ensemble et à tout ce que l'on a partagé que j'en suis arrivé à ce stade. Vous m'avez toujours soutenu et aidé chaque fois que j'en ai eu besoin. Vous étiez toujours là pour moi, ni trop ni pas assez, juste comme il faut. Vos conseils m'ont été, et seront toujours, d'une aide précieuse. Et surtout, vous avez toujours cru en moi, quelque soit mes décisions et les situations. Je vous remercie pour tout l'amour que vous m'offrez chaque jour.

Cher lecteur, cet avant propos est maintenant terminé. J'ai essayé de donner un aperçu des rencontres et du parcours qui m'a permis d'aboutir à ce manuscrit de thèse. J'espère n'avoir oublié personne, et si c'est le cas, ce n'est pas par mauvaise intention. Je te souhaite maintenant une bonne lecture, et j'espère que ce travail t'apportera une aide, quelle qu'elle soit, pour la réalisation de tes projets futurs.

Table des matières

| | |
|--|----|
| Introduction générale | 11 |
| Chapitre 1 : Problématique et état de l'art | 15 |
| 1.1 Les systèmes photovoltaïques pour l'habitat | 15 |
| 1.1.1 L'isolé | 15 |
| 1.1.2 Le connecté au réseau | 16 |
| 1.1.3 Valoriser par l'art de compter | 17 |
| 1.2 La consommation et la production d'électricité..... | 20 |
| 1.2.1 La consommation..... | 20 |
| 1.2.2 La production d'électricité en France..... | 24 |
| 1.3 Quelle position de l'énergie photovoltaïque dans la production d'électricité en France ?.... | 28 |
| 1.4 L'intérêt du stockage..... | 31 |
| 1.4.1 Les applications | 31 |
| 1.4.2 Contexte technologique | 33 |
| 1.5 Système proposé pour l'étude | 35 |
| 1.5.1 L'architecture électrique du système | 35 |
| 1.5.2 Nécessité d'une gestion..... | 37 |
| 1.6 Conclusion..... | 39 |
| Chapitre 2 : Modélisation des composants du système et méthode de pré-dimensionnement | 41 |
| 2.1 Modélisation de la production photovoltaïque | 41 |
| 2.1.1 Caractéristique d'une module PV | 42 |
| 2.1.2 Modélisation comportementale | 44 |
| 2.2 Modélisation du stockage électrochimique..... | 46 |
| 2.2.1 Caractéristique des accumulateurs au Plomb pour application PV..... | 46 |
| 2.2.2 Modélisation des paramètres nécessaires à la gestion d'énergie | 50 |
| 2.3 Modélisation comportementale de l'électronique de puissance | 62 |
| 2.4 Méthode de pré dimensionnement..... | 65 |
| 2.5 Application pour l'écrêtage de pointe | 69 |
| 2.6 Conclusion..... | 73 |

| | |
|---|------------|
| Chapitre 3 : D'une gestion restreinte à une gestion optimale par programmation dynamique.... | 75 |
| 3.1 Problématique de la répartition de l'énergie..... | 75 |
| 3.1.1 Formulation du problème..... | 75 |
| 3.2 Application d'une gestion restreinte..... | 79 |
| 3.3 Outils d'optimisation..... | 85 |
| 3.3.1 Définitions | 85 |
| 3.4 Synthèse des méthodes d'optimisation..... | 87 |
| 3.4.1 État de l'art et choix de la méthode de résolution | 90 |
| 3.5 Programmation dynamique et algorithme de Bellman..... | 93 |
| 3.6 Exploitation de l'algorithme de Bellman..... | 98 |
| 3.6.1 Application à l'écrêtage de pointe au moindre coût | 98 |
| 3.6.2 Résultats et comparaison avec la gestion restreinte | 106 |
| 3.6.3 Application pour l'écrêtage avec l'énergie photovoltaïque..... | 109 |
| 3.7 Conclusion..... | 113 |
| | |
| Chapitre 4 : Vers une gestion réactive..... | 115 |
| 4.1 Introduction à la gestion réactive..... | 115 |
| 4.1.1 Gestion optimale au jour le jour..... | 115 |
| 4.1.2 Quand et pourquoi être réactif ? | 118 |
| 4.2 Correction restreinte..... | 120 |
| 4.2.1 Algorithme | 120 |
| 4.2.2 Résultats et interprétations | 123 |
| 4.3 Correction par une optimisation réactive..... | 125 |
| 4.3.1 Principe d'optimalité et méthodes d'application..... | 125 |
| 4.3.2 Résultats et interprétations | 134 |
| 4.4 Conclusion..... | 140 |
| | |
| Conclusion Générale..... | 141 |
| | |
| Bibliographie..... | 145 |

Introduction générale

Depuis quelques années, la communauté scientifique est concentrée sur la menace présumée la plus préoccupante pour l'avenir de la planète : le réchauffement climatique. Ce phénomène est la conséquence de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre liées à l'activité humaine [IPC-09]. Entre 75% et 85% des émissions dans le monde sont imputables au secteur de l'énergie. La Figure 0.1 montre la répartition des émissions de CO₂ (principal gaz à effet de serre rejeté) par secteur en France en 2008 [CIT-08]. Les émissions engendrées par la transformation d'énergie proviennent majoritairement du sous-secteur de la production d'électricité, dont le secteur résidentiel et tertiaire est le principal consommateur à hauteur de 65% (Figure 0.2). Même avec une production d'électricité d'origine nucléaire d'environ 80%, la transformation d'énergie représente encore 16% des émissions de dioxyde de carbone en France.

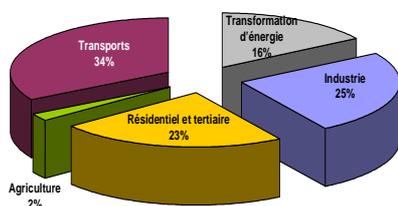


Figure 0.1 : Répartition des émissions de gaz à effet de serre (en Mt) par secteur en France en 2007 [CIT-08]

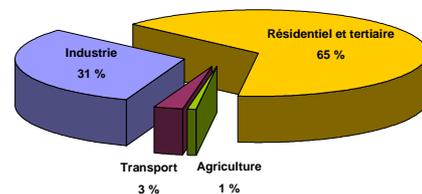


Figure 0.2 : Part de la consommation d'électricité primaire totale de chaque secteur en France en 2007 [MIN-09]

Les énergies renouvelables se manifestent comme une solution potentielle à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Parmi les moyens de production prometteurs (micro éolien, micro hydraulique...), le photovoltaïque (PV) apparaît aujourd'hui comme le plus approprié et le plus abouti à la production d'électricité d'origine renouvelable pour l'habitat. Ajoutons à cela la libéralisation du marché de l'électricité qui introduit des changements majeurs dans le domaine de l'énergie. La multiplication des producteurs indépendants et des productions décentralisées, le mixte énergétique et la fluctuation des tarifs en sont les principales conséquences.

Dans ce cadre, nous souhaitons répondre à la question suivante : comment l'énergie PV peut-elle participer à la production d'électricité pour l'habitat, sachant que celui-ci est très majoritairement connecté au réseau ?

Le développement de l'énergie PV connectée au réseau est limité par deux freins principaux :

- 1) Le coût de l'énergie produite (trop élevé par rapport aux prix de l'électricité actuels)
- 2) Production intermittente et décalage entre production et consommation

Compte tenu du coût élevé d'investissement, le photovoltaïque n'est actuellement pas concurrentiel face aux prix de l'électricité sur le réseau. Alors par quels moyens réduire les coûts ?

Une baisse des coûts de production des modules PV et une augmentation des prix des énergies conventionnelles sont attendues, ce qui va réduire le temps de retour sur investissement des installations PV. Cependant, ces évolutions risquent de ne pas être suffisantes et une trop grande attente de cette solution ne serait pas raisonnable.

Dans l'objectif de respecter le protocole de Kyoto et d'atteindre 5400 MW de puissance crête installée en 2020 (Grenelle de l'environnement), le gouvernement français a décidé de subventionner l'énergie photovoltaïque. Le gestionnaire du réseau est dans l'obligation d'acheter l'énergie PV à un tarif préférentiel pouvant atteindre 0.55 €/kWh. Cette politique joue parfaitement son rôle incitatif puisque la demande de raccordement est montée en flèche (1886 MW en attente le 30 juin 2009 !). Cependant, avec une dynamique de cette ampleur il est évident que ces aides ne pourront pas durer. Dans [SAI-31], Antoine de Saint Exupéry a écrit :

« Dans la vie, il n'y a pas de solutions. Il y a des forces en marche : il faut les créer, et les solutions suivent ».

Les politiques incitatives ont créé ces forces. Maintenant, il faut faire suivre les solutions. Alors quelles sont les solutions sur le long terme ?

Avant même les subventions, la solution la plus élémentaire pour réduire les coûts est d'optimiser l'utilisation de l'énergie, c'est-à-dire de faire corrélérer la production et la consommation. Deux moyens sont envisageables :

- Contrôle de la consommation
- Contrôle de la production

Le contrôle de la consommation a déjà fait l'objet de certaines études [HA-07]. Il a été montré que le contrôle de la consommation est une solution très efficace à condition qu'elle soit acceptée par l'utilisateur. Cela nécessite d'importants moyens technologiques (particulièrement sur l'identification des charges) et un changement de comportement de l'utilisateur. Cette solution n'est donc envisageable qu'à long terme et reste encore difficile à mettre en place dans les prochaines années.

La solution « contrôle de la production » fait l'objet de cette thèse. Afin de contrôler la production intermittente, un élément de stockage est associé au générateur photovoltaïque [GER-02]. Dans ce cadre, l'objectif de la thèse est de développer un système de gestion de l'énergie électrique en présence d'une source intermittente, d'un élément de stockage et d'une consommation variable. Nous verrons que l'ensemble « PV+stockage » connecté au réseau peut offrir de multiples services.

Nous commencerons par présenter les systèmes photovoltaïques pour l'habitat, puis nous étudierons le contexte de la production et de la consommation d'électricité en France. Nous présenterons l'intérêt d'associer un système de stockage et identifierons les applications que peuvent assurer ces systèmes hybrides. Nous verrons dans quel cadre l'investissement supplémentaire dans le système de stockage pourra être rentabilisé. Nous introduirons ensuite les besoins de gestion d'énergie et proposerons une organisation pour le système de supervision à développer.

Ensuite, nous modéliserons le système et utiliserons une méthode de pré-dimensionnement pour calculer la taille de l'élément de stockage nécessaire pour l'application identifiée.

Nous proposerons deux algorithmes de gestion de l'énergie et détaillerons la méthode d'optimisation utilisée. Nous montrerons comment optimiser l'utilisation de l'énergie PV sur toute une période à partir de données prévisionnelles.

Finalement, nous développerons des algorithmes réactifs face aux erreurs de prédictions. Nous expliquerons comment déterminer une stratégie optimale en présence de perturbations et appliquerons la méthode développée pour une gestion journalière optimale.

Chapitre 1

Problématique et état de l'art

Ce chapitre introduit la problématique de la production d'électricité photovoltaïque pour l'habitat, dans le cas où celui-ci est connecté au réseau électrique. Nous commencerons par rappeler le contexte actuel de ce type d'installation. L'intermittence de la production d'électricité associée à un profil de consommation non contrôlable et difficile à anticiper est le principal facteur qui restreint l'utilisation de l'énergie PV pour l'habitat connecté au réseau électrique. Nous montrerons les limites des politiques incitatives mises en place pour valoriser l'électricité PV. Dans ce cadre, nous proposons d'ajouter un élément de stockage qui va apporter un degré de liberté au système et ainsi permettre de contrôler la production et la consommation. L'objectif de l'installation dite « hybride » sera d'écrêter la consommation en optimisant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. La dernière partie de ce chapitre présente le système étudié et introduit la problématique de gestion d'énergie, dont la résolution fait l'objet de la suite de cette thèse.

1.1 Les systèmes photovoltaïques pour l'habitat

Les systèmes PV sont classés en deux grandes catégories selon la manière dont l'énergie est utilisée [IEA-08] [LUG-03] [RAH-88] :

- Systèmes isolés et autonomes
- Systèmes raccordés au réseau

1.1.1 L'isolé

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique. Comme on le remarque sur la Figure 1.1 qui représente l'exemple d'un système PV autonome, un système de stockage est associé aux générateurs PV pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours malgré l'intermittence de la production. Ce système de stockage représente une part très importante du coût de l'installation, et ces conditions de fonctionnement sont très contraignantes [DEL-06]. Par conséquent, des systèmes de gestion de l'énergie ont été développés afin d'optimiser la durée de vie du système de stockage et de réduire les coûts de fonctionnement. La gestion de l'énergie dans les systèmes PV autonomes est encore un thème de recherche très présent dans le domaine du photovoltaïque [THI-09] [WAN-08] [DIA-08] [LOP-06]. Nous nous inspirerons de ces études pour notre application.

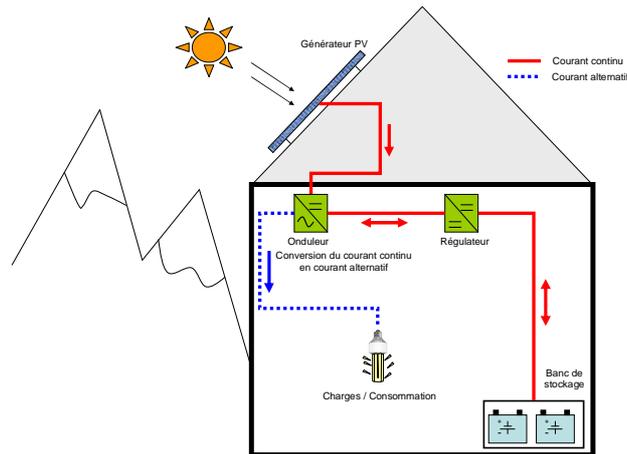


Figure 1.1 : Exemple de la structure d'un système PV autonome

1.1.2 Le connecté au réseau

La Figure 1.2 représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue de la physique, l'énergie produite par les modules est directement consommée par les charges locales de l'habitat. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau. Le réseau est utilisé en appoint à la production PV. Actuellement, il est interdit d'utiliser un élément de stockage dans ces systèmes pour des raisons économiques que nous expliquons ci-dessous.

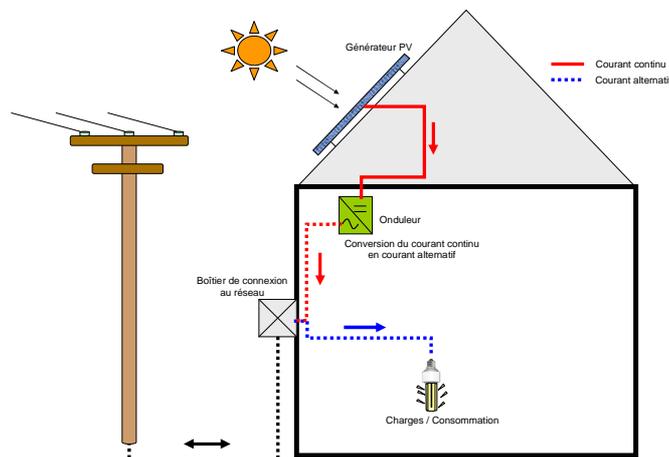


Figure 1.2 : Exemple de la structure d'un système PV connecté au réseau

Le contexte énergétique actuel fait que l'énergie photovoltaïque n'est pas concurrentielle face aux prix de vente de l'électricité sur le réseau (quand celui-ci est présent) [EDF-09] [HES-07]. C'est pourquoi, face aux réglementations sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (cf. protocole de Kyoto [UNN-98]) et à la réduction des ressources en énergie fossile (et par conséquent à l'augmentation de leurs coûts), de nombreux états ont mis en place des mesures

économiques pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables, dont le photovoltaïque. La mesure la plus courante consiste à imposer au gestionnaire du réseau des tarifs d'achat incitatifs de l'énergie PV de sorte que celle-ci devienne concurrentielle [IEA-09] [CAM-07]. D'autres mesures consistent à subventionner directement le particulier sur le coût d'investissement [GOU-09].

1.1.3 Valoriser par l'art de compter

Nous présentons les mesures incitatives mises en place pour le photovoltaïque connecté au réseau dans deux pays qui sont respectivement le cas français et le cas allemand.

a) Cas français

En France, deux solutions de câblage sont proposées et sont présentées sur les Figure 1.3 et 1.4, avec « *FiT* » le tarif d'achat de l'énergie PV (*Feed in Tarif*) et « *EgP* » le prix de vente de l'électricité sur le réseau (*Electricity grid Price*) [HES-07]. Ces solutions se distinguent uniquement par la position des compteurs. Du point de vue de la physique, l'énergie produite par le générateur PV est toujours consommée en priorité par les charges locales, et seul le surplus est injecté sur le réseau.

Sur la Figure 1.3, le compteur C3 permet de vérifier qu'il n'y a pas de consommation d'énergie par le système PV pour éviter les fraudes par l'ajout d'un élément de stockage. En effet, sans ce compteur il serait possible de mettre un élément de stockage que l'on chargerait au prix « *EgP* » et que l'on déchargerait sur le réseau au tarif « *FiT* ». Le compteur C3 doit donc toujours être égal à zéro.

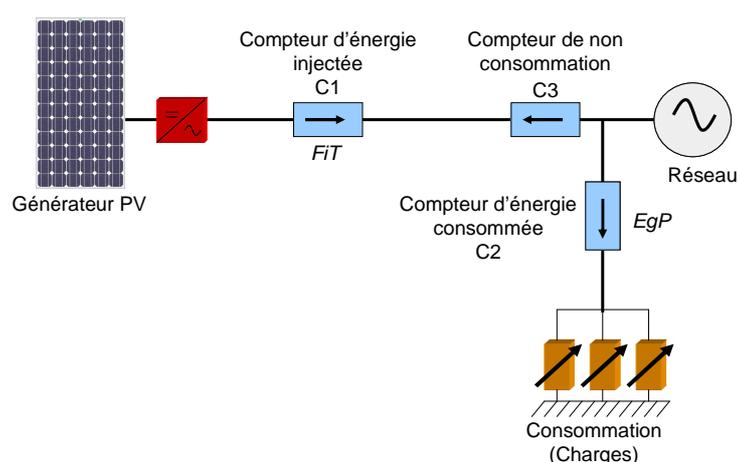


Figure 1.3 : Solution « achat de la totalité de la production PV »

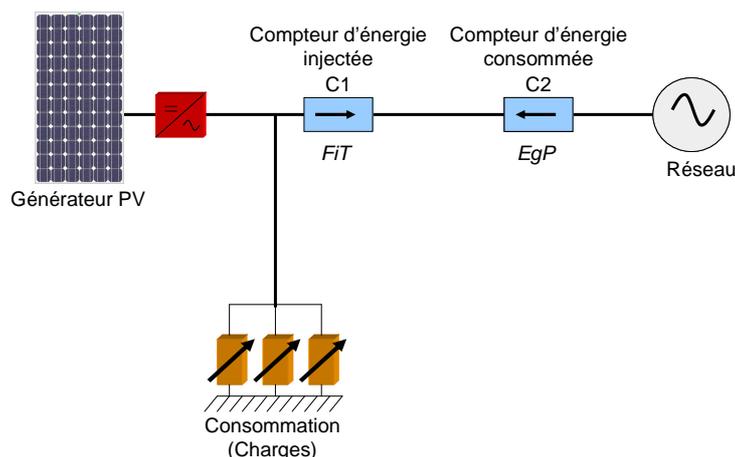


Figure 1.4 : Solution « achat du surplus de production PV »

Pour un abonnement « option base », l'électricité est vendue environ 0.11 €/kWh [EDF-09]. Depuis le 1er Juillet 2006, le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque en France métropolitaine pour la solution « achat de la totalité » est de 0.55 €/kWh si l'installation est intégrée au bâti, et 0.33 €/kWh dans le cas contraire [DGE-07] [JRF-06]. De plus, des subventions ont été mises en place sous la forme d'un crédit d'impôt de 50% sur le coût du matériel. Des aides supplémentaires sont également possibles auprès de la région d'implantation [HES-07].

Avec les tarifs actuels, on remarque que la solution « achat de la totalité de la production PV » est économiquement la plus intéressante pour le particulier. Le temps de retour d'une installation PV intégrée au bâti peut ainsi être inférieur à 10 ans. Par conséquent, la puissance PV connectée au réseau en France est en très forte croissance (c.f. Figure 1.17). La politique mise en place joue donc parfaitement son rôle incitatif. Cependant, elle conserve deux inconvénients majeurs :

1) Politique non durable : l'objectif absolu des politiques incitatives est de promouvoir l'énergie PV sans pour autant la subventionner à long terme. Si la puissance installée continue à augmenter aussi rapidement, l'état ne sera plus en mesure de subventionner l'énergie PV. Les subventions actuelles créent un déséquilibre trop important par rapport aux autres sources d'énergie, qu'il va falloir réduire en modifiant les politiques incitatives [IEA-09] [GRA-08].

2) Dévalorisation du potentiel de l'énergie PV : la démarche actuelle n'incite ni à la sobriété et ni à l'efficacité énergétique, qui sont deux facteurs essentiels au développement durable. Pour le moment, l'énergie PV est considérée comme une source inépuisable et minoritaire qui ne peut se développer que si elle est subventionnée. Ce raisonnement dévalorise le potentiel de l'énergie PV qui ne deviendra significatif que lorsque les concepts de sobriété et d'efficacité seront assimilés [KAN-06] [NEG-08].

b) Cas Allemand

Le nouveau système de compatibilité allemand favorise l'auto consommation de l'énergie PV et, à long terme, favorisera également l'ajout d'un élément de stockage [BUN-08]. Le principe d'achat et de vente de l'énergie est représenté sur la Figure 1.5. Cela consiste à acheter l'énergie autoconsommée à un tarif plus intéressant que la vente de la totalité de la production. Conformément au schéma de la Figure 1.5, l'énergie autoconsommée vaut $(C3 - C1)$, l'énergie injectée sur le réseau vaut $C1$, et l'énergie consommée à partir du réseau vaut $C2$. Soit « ScT » le tarif de rémunération de l'énergie autoconsommée (*Self consumption Tarif*). Si on auto consomme toute la production PV (qui correspond exactement à la consommation) alors $C1$ est nulle et la rémunération vaut :

$$Gain_{\text{autoconsommation}} = (C3 - C1) \times ScT = C3 \times ScT \quad (1.1)$$

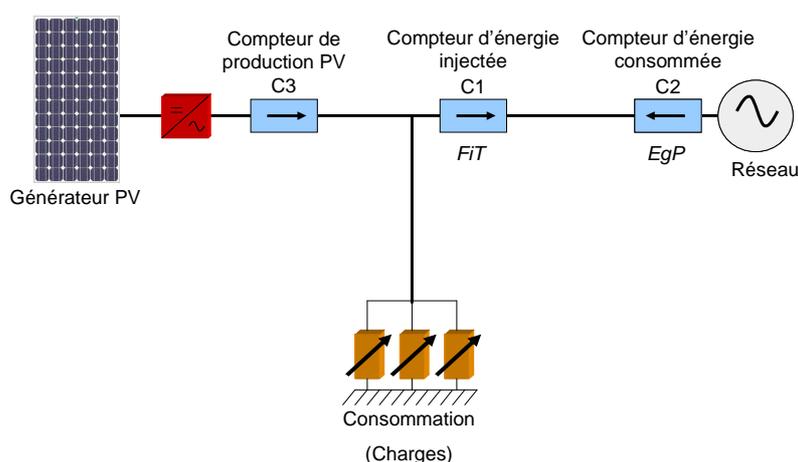


Figure 1.5 : Schéma de principe du nouveau système de comptabilité de la nouvelle loi allemande sur les systèmes PV raccordés au réseau [BUN-08]

Si on décide d'injecter toute la production, alors $C1$ est égale à $C3$ et pour assurer l'alimentation, il faut consommer de l'énergie à partir du réseau. Dans ce cas, le gain vaut :

$$Gain_{\text{injection_totale}} = (C1 \times FiT) - (C2 \times EgP) \quad (1.2)$$

Les tarifs imposés par la nouvelle loi allemande sont indiqués dans le Tableau 1.I en fonction de l'année d'installation du système. Le prix de l'électricité est estimé sur la base d'une augmentation de 3% par an. L'autoconsommation est favorisée car, dans chaque cas on a :

$$Gain_{\text{autoconsommation}} > Gain_{\text{injection_totale}} \Leftrightarrow ScT > (FiT - EgP) \quad (1.3)$$

Tableau 1.I : Tarif d'achat de l'énergie selon la loi Allemande de 2008 en fonction de l'année d'installation
[BUN-08]

| Année d'installation | FiT (c€/kWh) (C1) | Tarif d'autoconsommation « ScT » (c€/kWh) (C3-C1) | EgP (c€/kWh) (C2) |
|----------------------|----------------------|---|----------------------|
| 2009 | 43,01 | 25,01 | 19,01 |
| 2010 | 39,57 | 23,01 | 19,8 |
| 2011 | 36,01 | 20,94 | 20,17 |
| 2012 | 32,77 | 19,05 | 20,77 |
| 2013 | 29,82 | 17,37 | 21,40 |
| 2014 | 27,13 | 15,78 | 22,04 |
| 2015 | 24,69 | 14,36 | 22,70 |
| 2016 | 22,47 | 13,07 | 23,38 |
| 2017 | 20,45 | 11,89 | 24,08 |

Avec la nouvelle politique imposée en Allemagne, la production photovoltaïque est consommée localement, ce qui réduit les injections non contrôlées d'énergie sur le réseau. On remarque que la différence entre le tarif d'achat du PV « *FiT* » et le prix de l'électricité « *EgP* » diminue avec l'année d'installation. A terme, l'ajout d'un élément de stockage sera donc rentable pour maximiser l'autoconsommation. Dans ce cas, le contrôle de la production solaire facilitera l'intégration des systèmes photovoltaïques dans les réseaux électriques actuels et futurs.

La politique allemande est durable et valorise l'énergie PV. On se demande alors si la France suivra l'exemple de bon sens Allemand en termes de politique énergétique ?

1.2 La consommation et la production d'électricité

Une analyse de la consommation et de la production d'électricité focalisée sur le cas Français va nous permettre de déterminer l'intérêt, le rôle et les applications envisageables de l'énergie photovoltaïque et du stockage connecté au réseau.

1.2.1 La consommation

La Figure 1.7 montre la consommation d'électricité en France par secteur entre 1985 et 2007 [MIN-09]. On remarque la même tendance à l'augmentation que la consommation mondiale qui devrait continuer dans les prochaines décennies quel que soit le scénario envisagé [EIA-09] [IEA-07]. La Figure 1.8 montre la part de consommation d'électricité par secteur pour l'année 2007. Le résidentiel et le tertiaire occupent les 2/3 de la consommation totale. Cela est la conséquence du nombre de ménages, et donc de logements, qui croît plus vite que la population, de l'amplification

du chauffage électrique et des pompes à chaleur, et du développement d'usages nouveaux de l'électricité, notamment pour le loisir (équipement de confort, informatique et jeux, VMC...) [RTE-09]. Dans ces conditions, l'énergie photovoltaïque est bien adaptée pour fournir une partie des besoins du secteur tertiaire et résidentiel.

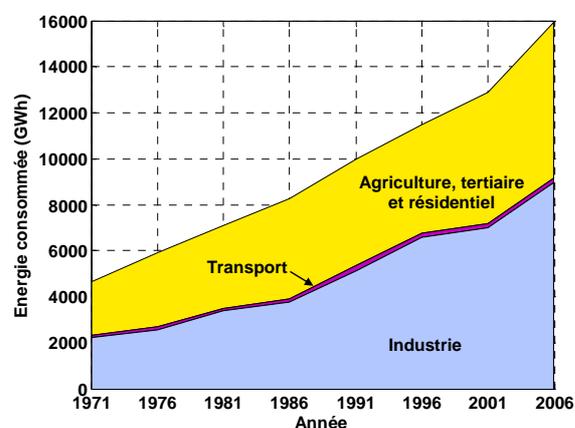


Figure 1.6 : Consommation d'énergie électrique dans le monde et par secteur entre 1971 et 2006 [IEA-08]

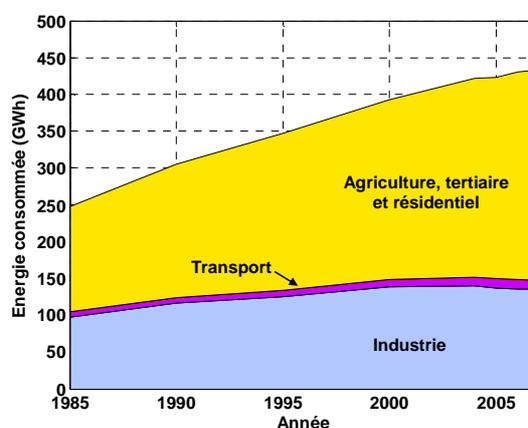


Figure 1.7 : Consommation d'énergie électrique en France et par secteur entre 1985 et 2007 [MIN-09]

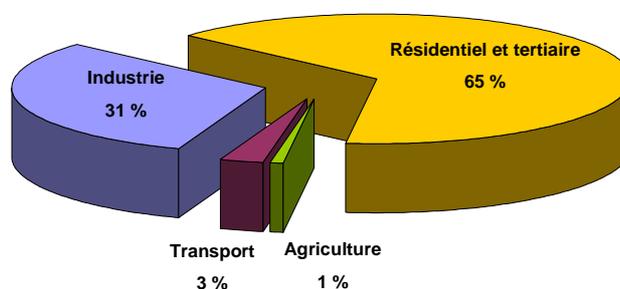


Figure 1.8 : Part de la consommation d'électricité primaire totale de chaque secteur en France en 2007 [MIN-09]

a) Courbe de charge globale

La Figure 1.9 et 1.10 présentent les profils de charge globale journaliers type pendant les jours ouvrables et le dimanche, pour trois périodes de l'année (hiver, été et mi-saison). Les journées types présentées sont celles utilisées par RTE pour les prévisions [RTE-08b], soit :

- Hiver :

- Mardi 9 décembre 2008 pour le jour ouvrable
- Dimanche 14 décembre 2008

- Été :

- Mercredi 25 juin 2008 pour le jour ouvrable
- Dimanche 29 juin 2008

- Mi-saison

- Mercredi 15 octobre 2008 pour le jour ouvrable
- Dimanche 12 octobre 2008

La Figure 1.11 montre les profils de charge hebdomadaires type pour les trois périodes de l'année. Ils correspondent aux semaines qui débutent le 08 décembre pour l'hiver, le 23 juin pour l'été et le 13 octobre pour la mi-saison.

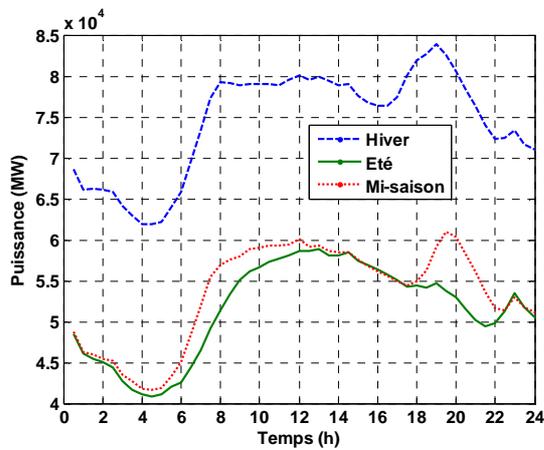


Figure 1.9 : Courbe de charge d'une journée-type pendant les jours ouvrables pour 3 périodes de l'année [RTE-08a]

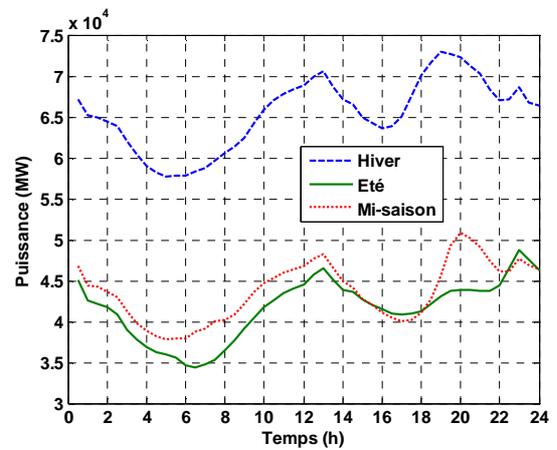


Figure 1.10 : Courbe de charge d'une journée-type le dimanche pour 3 périodes de l'année [RTE-08a]

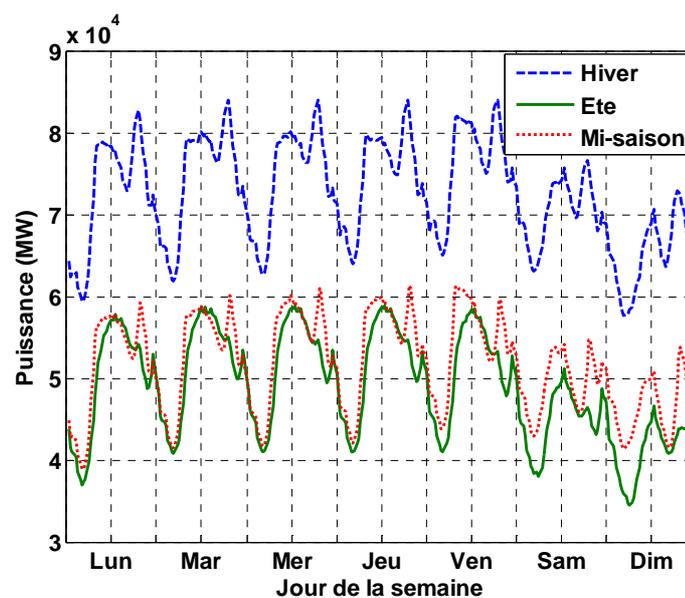


Figure 1.11 : Courbe de charge semaine-type pour 3 périodes de l'année [RTE-08a]

Les courbes de charges en jours ouvrables possèdent des différences notables en formes et en niveaux, mais présentent néanmoins des caractères communs :

- Un minimum de consommation atteint en fin de nuit (4h ou 5h). A cette période, la consommation est restreinte au processus industriels à feu continu, à l'éclairage public, aux veilles des appareils électroniques et, en hiver, au chauffage.
- Une montée rapide à partir de 6h, liée à la reprise des activités chez les particuliers, les transports ferroviaires, les industriels et le tertiaire.
- Un pic de consommation en fin d'après midi imputable aux activités de fin de journée dans les bureaux, la reprise de la consommation résidentielle et le pic d'activité des transports en commun.

Les différences, quant à elles, sont imputables essentiellement au chauffage, qui explique la différence de niveau entre l'hiver et les autres périodes de l'année, et aux consommations additionnelles d'éclairages. En hiver, la tombée de la nuit provoque une pointe vers 19h, plus tardive en été et mi-saison. De la même manière, les besoins d'éclairage le matin en hiver positionnent le maximum de consommation vers 9h, tandis qu'il tend à se décaler vers 12h au fur et à mesure que le jour se lève plus tôt.

Les différences entre jours ouvrables et dimanches sont principalement dues à l'interruption d'une partie des activités industrielles, et de la quasi-totalité des commerces et des bureaux. La pointe « du matin » est décalée autour de 13h mais la pointe du soir est conservée sur la même plage horaire et par conséquent imputable à l'activité résidentielle.

On notera le sursaut de consommation à 23h, commun à tous les profils et principalement dus à la production d'eau chaude sanitaire, généralement assurée par un chauffe eau électrique. Le déclenchement systématique des chauffe-eau électriques à cette période de la journée est associé à une tarification à deux niveaux du type « heures pleines/heures creuses ».

b) Secteur résidentiel

Les courbes de charges présentées sur la Figure 1.9 et la Figure 1.10 correspondent à la somme des courbes de charge de chaque usager observées au niveau du réseau de distribution. De par l'effet de foisonnement, ces courbes ne sont pas représentatives d'un secteur ou d'un type de consommation. Dans notre cas, on s'intéresse au secteur résidentiel dont la consommation électrique est croissante.

Compte tenu des différents comportements des habitants, il n'existe pas de profil « type » de consommation pour le secteur résidentiel. Cependant, il est possible d'identifier une forme globale de la courbe, qui ressemblerait à celle du dimanche présentées sur les Figures 1.10. Le premier pic de consommation du dimanche est supposé apparaître plus tôt pendant les jours ouvrables, tandis que l'on conserve le pic de fin d'après midi pour tous les jours de la semaine

[SID-03]. Sans prétendre généraliser un profil « type » pour le résidentiel, on se basera sur la forme des courbes de consommations présentées sur la Figure 1.12 et 1.13 qui sont issues d'interprétations personnelles.

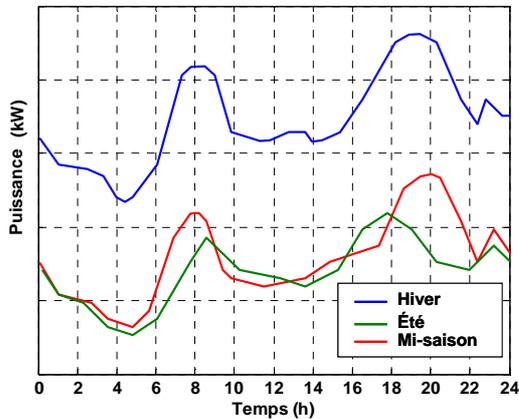


Figure 1.12 : Courbe de charge résidentielle pour une journée-type pendant les jours ouvrables pour 3 périodes de l'année

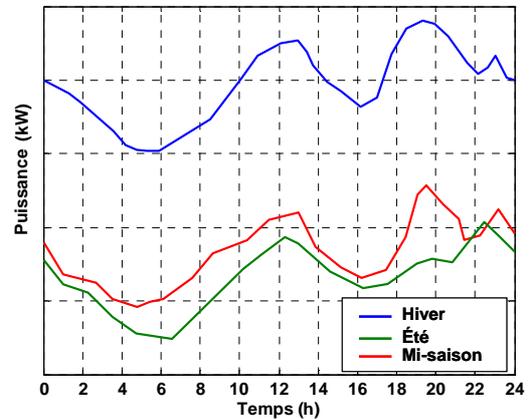


Figure 1.13 : Courbe de charge résidentielle pour une journée-type pendant le dimanche pour 3 périodes de l'année

1.2.2 La production d'électricité en France

a) Les moyens de production

Le Tableau 1.II présente la quantité d'énergie produite en France par type de source [RTE-08]. Une forte majorité de l'électricité produite est d'origine nucléaire. L'hydraulique est la seconde source de production avant les centrales thermiques à combustibles fossiles. Les énergies renouvelables hors hydraulique sont largement minoritaires mais présentent les plus fortes croissances.

La Figure 1.14 montre la puissance fournie par chaque type de source pendant la semaine de référence d'hiver qui commence le 08 décembre 2008 [RTE-09]. Le nucléaire (et les installations au fil de l'eau non représentées car mineures) assure la base, le thermique classique est ensuite utilisé en semi-base. Enfin est utilisée l'hydraulique pour les pointes (comprenant les écluses, les usines de lac et les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage)). Les STEP interviennent en dernier recours, notamment à cause du coût de l'eau à remonter. Les centrales thermiques classiques produisent encore de l'énergie à faibles coûts mais sont, de toute évidence les plus émettrices de gaz à effet de serre.

Tableau 1.II : Énergie électrique produite en France par type de source [RTE-08]

| Énergie produite | TWh | Variation entre 2007 et 2008 (%) | Part de la production totale |
|--|-------|----------------------------------|------------------------------|
| Production nette | 549.1 | + 0.8 | 100 |
| Nucléaire | 418.3 | - 0.1 | 76.2 |
| Thermique à combustibles fossiles | 53.2 | - 3.3 | 9.7 |
| Hydraulique | 68 | + 7.4 | 12.4 |
| Éolien | 5.6 | + 37.4 | 1 |
| Autres sources d'énergie renouvelable (principalement déchets urbains, déchets de papeterie et biogaz) | 4 | + 6.6 | 0.7 |

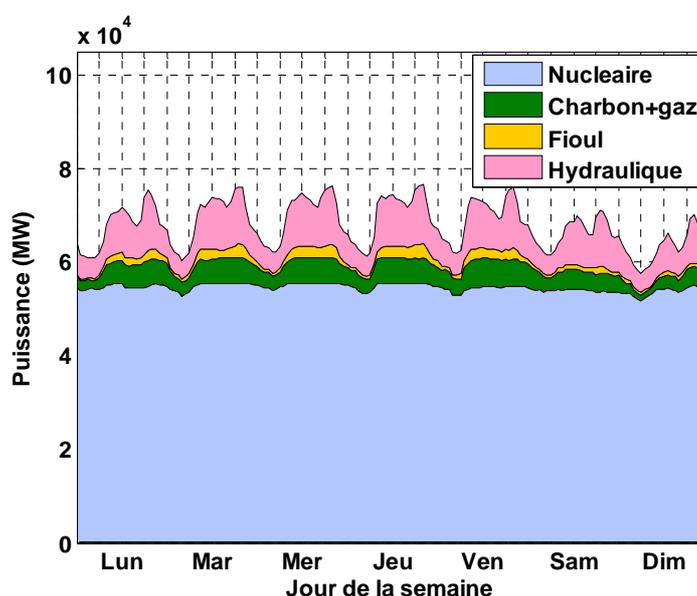


Figure 1.14 : Puissance fournie par chaque source de production pendant une semaine type d'hiver [RTE-09b]

(début le lundi 08 décembre 2008)

Le contexte énergétique et environnemental va inciter à supprimer, ou tout du moins à réduire, l'utilisation des centrales thermiques classiques, auxquelles on substituera éventuellement d'autres sources moins émettrices de gaz à effet de serre, dont le photovoltaïque. On remarque que la production d'origine renouvelable hors hydraulique n'apparaît pas sur la Figure 1.14, celle-ci étant trop faible par rapport aux autres sources.

b) Le réseau

D'un point de vue global, le gestionnaire adapte en permanence la production des centrales électriques pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation, essentielles au

maintien de la sûreté. Le réseau est, à priori, construit et dimensionné pour un sens unique des flux d'énergie partant des centrales de production vers les points de consommation, comme indiqué sur la Figure 1.15 [RTE-09] [RAM-06].

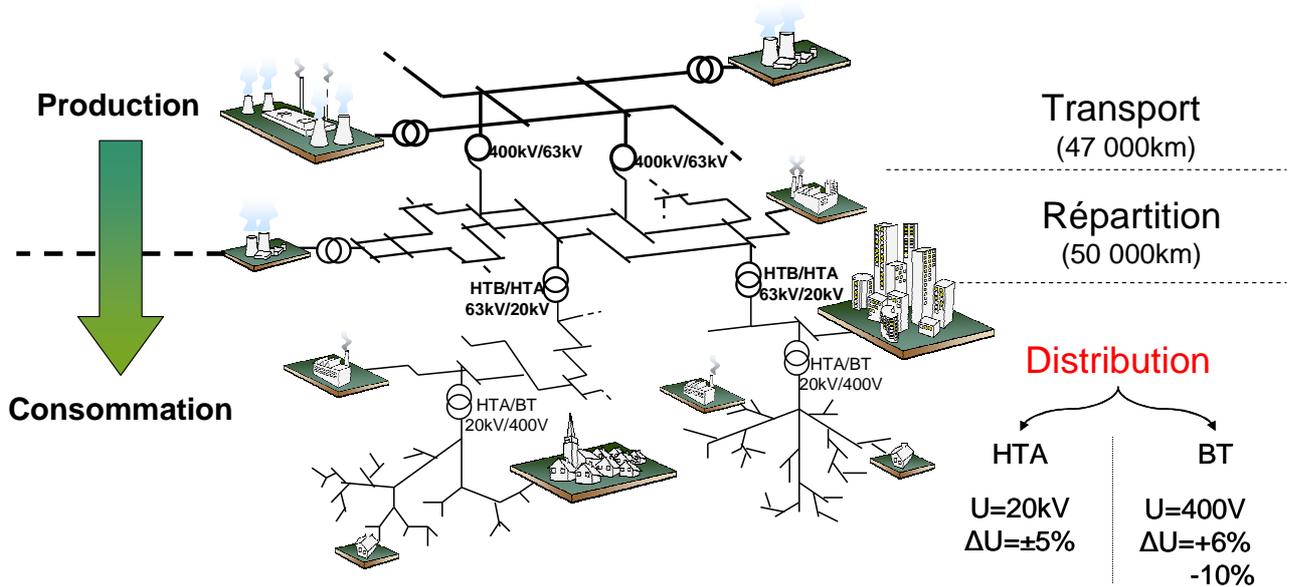


Figure 1.15 : Schématisation de la structure du réseau électrique en France [RAM-06]

La récente libéralisation du marché de l'électricité en 2007 pour la France a entraîné une modification de l'organisation et du fonctionnement du réseau électrique. Le marché étant désormais ouvert à la concurrence, on constate une augmentation du nombre de producteurs indépendants. De plus, les mesures mises en place pour promouvoir la production d'électricité à partir de sources renouvelables incitent le développement des systèmes de Productions Décentralisée d'Énergie (PDE) tels que l'éolien, le photovoltaïque, la géothermie, etc... Les PDE sont, de par leurs puissances, raccordés au réseau de distribution qui n'est initialement pas adapté à la connexion de système de production. Les principaux impacts des PDE sur le réseau de distribution sont [RAM-06] [WOY-06] :

- Congestion (surchage des lignes habituellement présente dans le transport)
- Plan de protection (masquage des défauts, déclenchements intempestifs)
- Harmoniques (prolifération de l'électronique de puissance)
- Plan de tension (injection de puissance active et réactive)

Exemple de l'impact d'un générateur PV sur le plan de tension :

Dans le réseau de distribution classique (radial), la tension est plus élevée au poste source et diminue au fur et à mesure que l'on s'en éloigne. Les flux de puissance sont à priori en sens unique du poste source vers les consommateurs. La présence d'une PDE va introduire une

modification des flux de puissance, ce qui impacte le plan de tension le long de la ligne. Soit l'exemple d'un générateur PV raccordé le long de la ligne comme représenté sur la Figure 1.16.

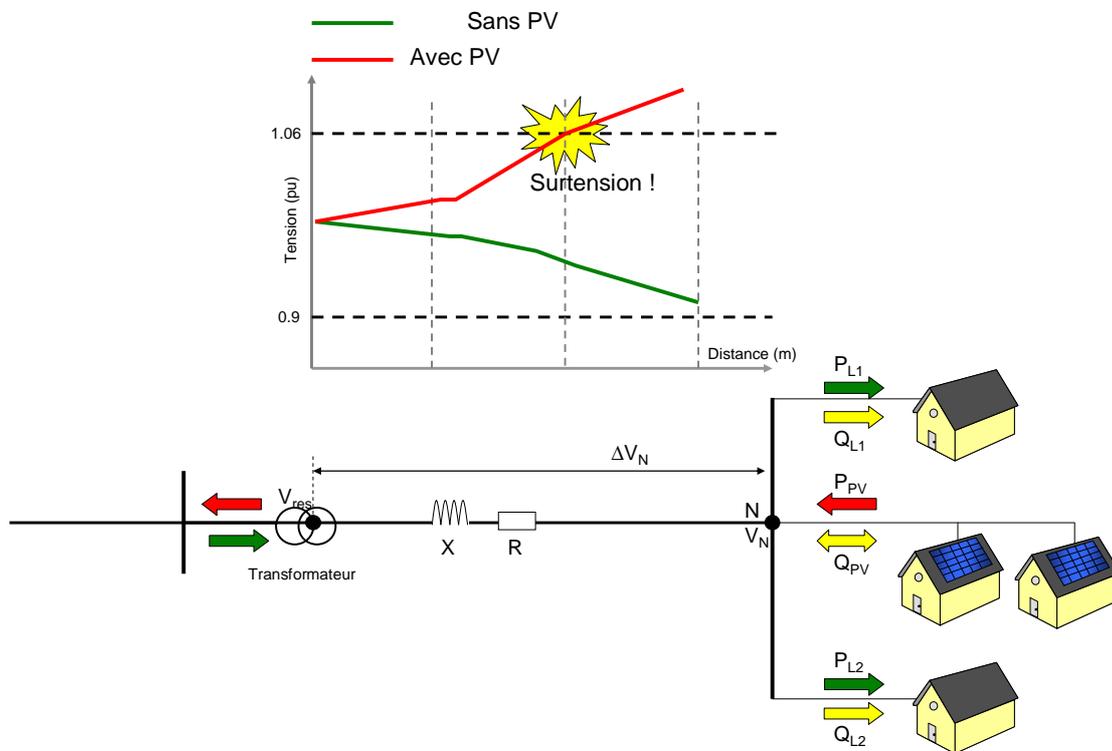


Figure 1.16 : Insertion d'une PDE le long d'une ligne d'un réseau de distribution basse tension

La chute de tension « ΔV_N » (en pu) entre le poste source et le point de raccordement est déterminée par l'équation (1.4).

$$\Delta V_N = R \times I_t \times \cos \varphi + L \times \omega \times I_t \times \sin \varphi \quad (1.4)$$

Avec R et L la résistance et l'inductance totale de la ligne, et « I_t » le courant transitant dans la ligne. D'après le schéma de la Figure 1.16 on a :

« V_N » la tension au nœud N

« P_{Li} » et « Q_{Li} » respectivement la puissance active et réactive de consommation

« P_{PV} » et « Q_{PV} » respectivement la puissance active et réactive du générateur PV

« P_N » et « Q_N » respectivement la puissance active et réactive au nœud N ($P_N = P_{PV} + P_{Li}$)

On peut écrire la formule (1.4) comme suit :

$$\Delta V_N = R \times \frac{P_N}{V_N} + L \times \omega \times \frac{Q_N}{V_N} = \frac{R \times (P_{PV} - P_{L1} - P_{L2}) + L \times \omega \times (\pm Q_{PV} - Q_{L1} - Q_{L2})}{V_N} \quad (1.5)$$

Soit « X » la réactance linéique, on a :

$$\Delta V_N = \frac{R \times P_N + X \times Q_N}{V_N} \quad (1.6)$$

Dans le réseau de distribution basse tension, la résistance linéique est beaucoup plus importante que la réactance linéique de sorte que cette dernière peut être négligée ($R \gg X$). La formule (1.6) peut donc s'écrire :

$$\Delta V_N = \frac{R \times P_N}{V_N} \quad (1.7)$$

Dans ce cas, la chute de tension le long de la ligne dépend directement de la puissance active fournie par la PDE. Si celle-ci est supérieure à la somme des puissances actives demandée par les charges 1 et 2, alors « ΔV_N » est positif et la tension augmente le long de la ligne. Cela devient problématique en cas de forte production et de faible consommation, car la tension peut dépasser la limite contractuelle autorisée, comme illustré par la courbe rouge sur la Figure 1.16.

1.3 Quelle position de l'énergie photovoltaïque dans la production d'électricité en France ?

Au 30 juin 2009 la puissance photovoltaïque cumulée raccordée au réseau atteint environ 105 MW en France métropolitaine. La Figure 1.17 présente la puissance PV annuelle et cumulée raccordée au réseau en France depuis 2003 [SOL-09]. On observe un développement très important de la filière, avec une croissance annuelle du parc supérieure à 100% depuis 2003 [RTE-09]. Cette importante dynamique est principalement liée aux politiques très incitatives de subventionnement de l'énergie PV. Comme le montre la Figure 1.18, la croissance du parc est essentiellement due aux petites puissances (<3kW) pour lesquelles s'appliquent les mécanismes d'aides les plus favorables.

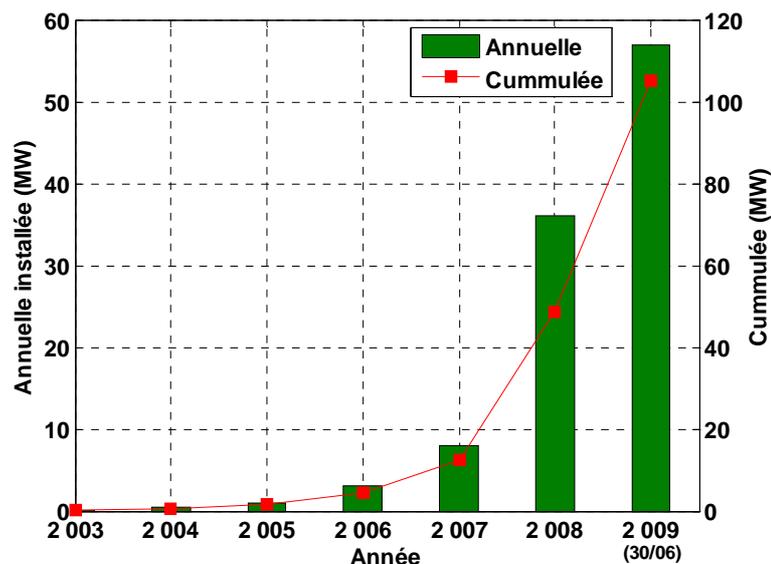


Figure 1.17 : Puissance PV annuelle et cumulée raccordée au réseau en France métropolitaine depuis 2003 [SOL-09]

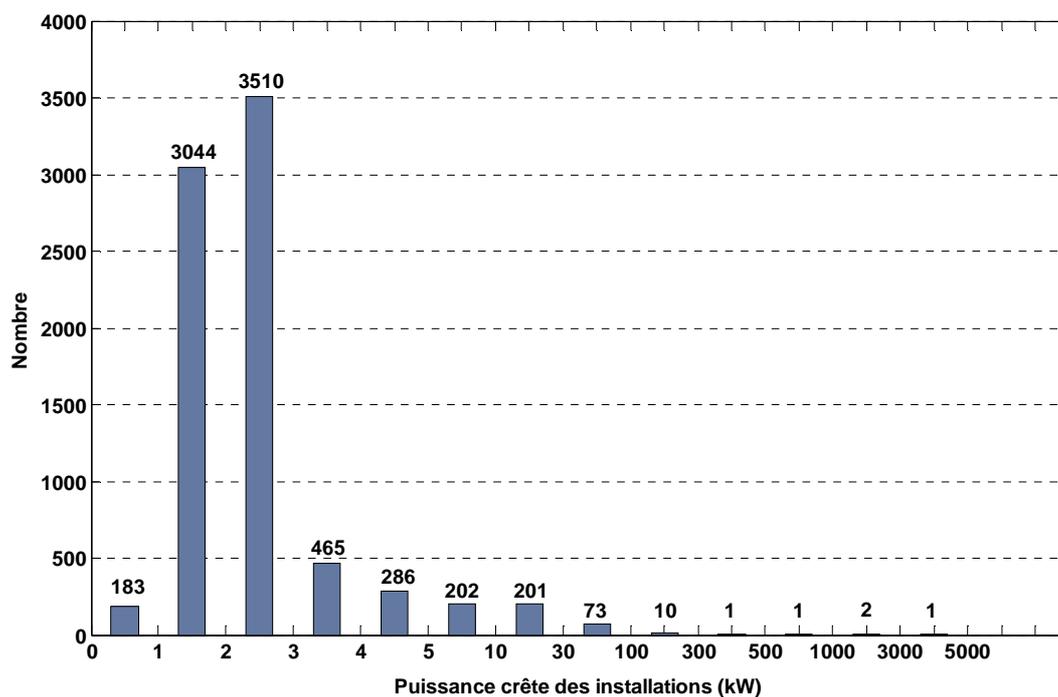


Figure 1.18 : Puissances des installations PV raccordées au réseau de distribution en France en Septembre 2008 [ERD-08]

L'objectif proposé par le Grenelle de l'environnement et confirmé par les pouvoirs publics est d'atteindre une puissance PV installée de 5400 MW en 2020. Cet objectif apparaît atteignable à condition que les mécanismes d'aides incitatifs soient maintenus pendant une durée suffisante.

Dans son bilan prévisionnel 2009, le gestionnaire de réseau de transport RTE a fait une étude statistique de l'impact de l'énergie PV sur la courbe de consommation globale, à l'horizon 2020, en considérant que l'objectif de 5400 MW de puissance PV installés est respecté [RTE-09]. Du point de vue global, la production PV est corrélée avec la courbe de consommation. Puisque le photovoltaïque est une énergie « fatale » (production non contrôlée), la production PV vient directement se soustraire à la courbe de consommation et écrêter la pointe de midi, comme observée sur la Figure 1.19 et la Figure 1.20. L'impact du PV est notable en été mais très faible en hiver.

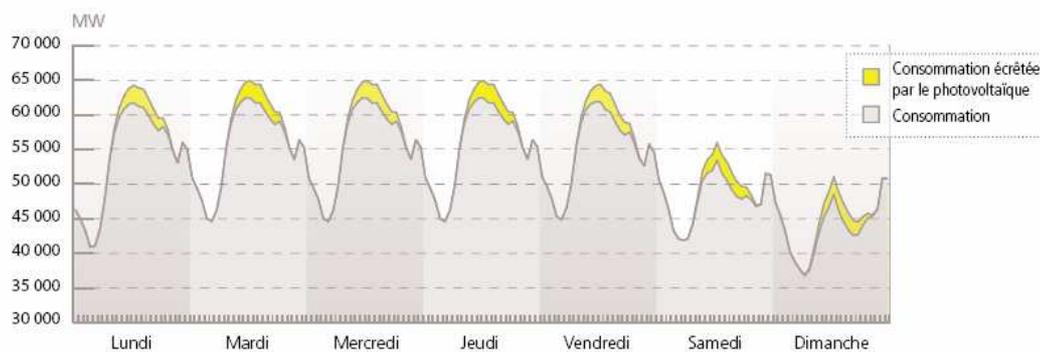


Figure 1.19 : Modélisation approchée de l'insertion du PV dans la courbe de charge en juillet 2020 [RTE-09a]

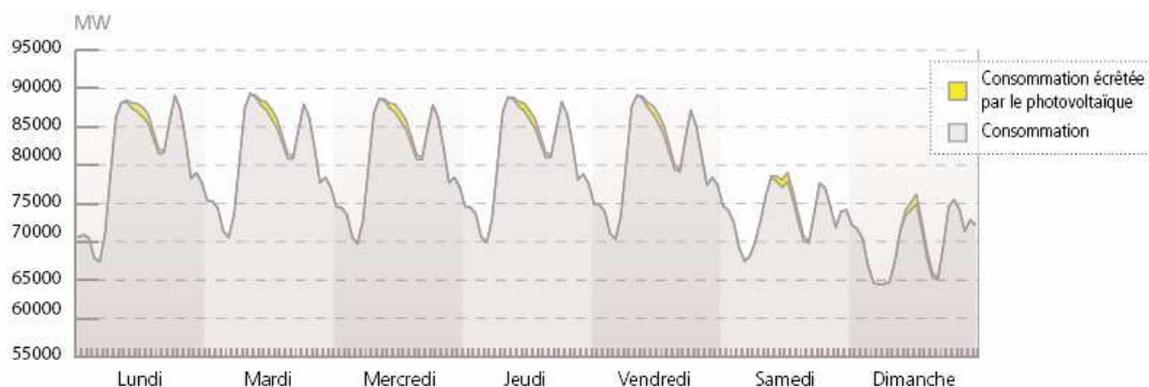


Figure 1.20 : Modélisation approchée de l'insertion du PV dans la courbe de charge en janvier 2020 [RTE-09a]

Dans le raisonnement suivi par RTE, le caractère décentralisé de l'énergie photovoltaïque n'est pas pris en compte car celle-ci est considérée de la même manière que les autres systèmes de production centralisés et de grande puissance. L'avantage d'une production décentralisée est de produire de l'énergie directement sur les sites de consommation pour une alimentation locale. Dans ce cas, l'insertion du PV a un impact sur la courbe de charge locale, qui est très différente de la courbe de charge globale. Selon le secteur, et particulièrement le résidentiel qui abrite une

part importante des installations, la courbe de charge locale est rarement corrélée avec la production PV. Dans ce cas, deux solutions sont envisageables :

1) La production PV qui n'est pas consommée localement est transportée, via le réseau électrique, vers un consommateur plus éloigné. C'est la vision dite « globale » de RTE utilisée pour modéliser l'insertion de la production PV sur la courbe de charge en 2020. Dans ce raisonnement, la production PV n'étant pas contrôlée, la courbe de consommation qui reste à satisfaire par d'autres moyens de production dépend des conditions météorologiques, ce qui ajoute un degré de difficulté au maintien de l'équilibre sur le réseau. Dans ces conditions, la production d'origine PV sur le réseau restera limitée à une valeur mineure de la production totale.

2) La production PV qui n'est pas consommée est stockée localement pour être utilisée à un autre moment. Cela nécessite l'ajout d'un système de stockage d'électricité qui va apporter l'avantage majeur de maîtriser la production photovoltaïque, initialement intermittente. Cette démarche s'inscrit dans un contexte futur prévisible correspondant à une réduction des subventions de l'énergie PV ainsi qu'une augmentation et une fluctuation des prix de l'électricité.

Avec la politique de développement actuelle, l'énergie photovoltaïque ne tient, et ne tiendra qu'une part minoritaire dans la production totale d'électricité en France. Le photovoltaïque connecté au réseau ne pourra se développer à grande échelle et occuper une place significative que par un contrôle de sa production initialement intermittente. Naturellement, l'ajout d'un élément de stockage pourra répondre à ce besoin et, dans le contexte d'un marché de l'électricité libéralisé, va apporter des solutions autant techniques qu'économiques à l'insertion du PV sur le réseau électrique.

1.4 L'intérêt du stockage

1.4.1 Les applications

Le développement des énergies renouvelables et l'évolution du marché de l'électricité ont relancé l'engouement pour le stockage d'énergie et ses applications pour le réseau électrique. Selon la technologie, le stockage propose plusieurs services qu'il convient d'identifier [ROB-03]. Le rapport du département de l'énergie du laboratoire Sandia propose une synthèse des applications et des bénéfices que peut apporter le stockage connecté au réseau, quelles que soient les capacités [EYE-04]. Ce document fait généralement office de référence pour identifier les différentes applications. Elles sont classées selon que les bénéfices s'appliquent au gestionnaire du réseau ou au particulier. Une catégorie particulière est ajoutée dans le cas où le stockage est associé à une source de production renouvelable. Le projet européen « Grow-ers », dont l'objectif

est de démontrer la faisabilité du stockage connecté au réseau, propose également une classification des applications [GRO-08]. Nous ne détaillons pas toutes les applications proposées, dont l'intérêt dépend fortement du contexte économique. On soulignera que la majorité des applications proposées dans [EYE-04] et [GRO-08] ne sont économiquement pas valorisées avec les tarifs de l'énergie actuels et futurs des vingt prochaines années. Cela ne nous empêchera pas de s'inspirer du travail réalisé dans ces études pour choisir une application pertinente pour notre système et dans le contexte économique considéré.

Notre étude se concentre sur les systèmes PV pour le secteur résidentiel, dans le contexte d'un marché de l'électricité libéralisé avec une restriction des subventions de l'énergie solaire. Dans ce cadre, on souhaite réaliser l'écrêtage de la consommation en optimisant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque en intégrant un élément de stockage. Cette application apporte des services autant pour le particulier que pour le gestionnaire du réseau de distribution.

La tarification variable de l'électricité pour le particulier devenant de plus en plus courante (avec un tarif élevé corrélé avec les pointes de consommation), l'écrêtage de pointe permet de réduire de façon notable la facture énergétique. Cela peut également réduire la puissance d'abonnement et donc le coût d'accessibilité au réseau.

Pour le distributeur, un appel de puissance moins important pendant les périodes de forte demande réduit les risques de congestions dans le réseau. De plus, l'appel à des centrales de production de pointe, généralement les plus coûteuses et les plus émettrices de gaz à effet de serre, est limité.

La production d'électricité d'origine photovoltaïque pour l'écrêtage de la consommation s'inscrit dans une démarche d'efficacité énergétique, de réduction de la consommation et de diminution de l'émission de gaz à effet de serre.

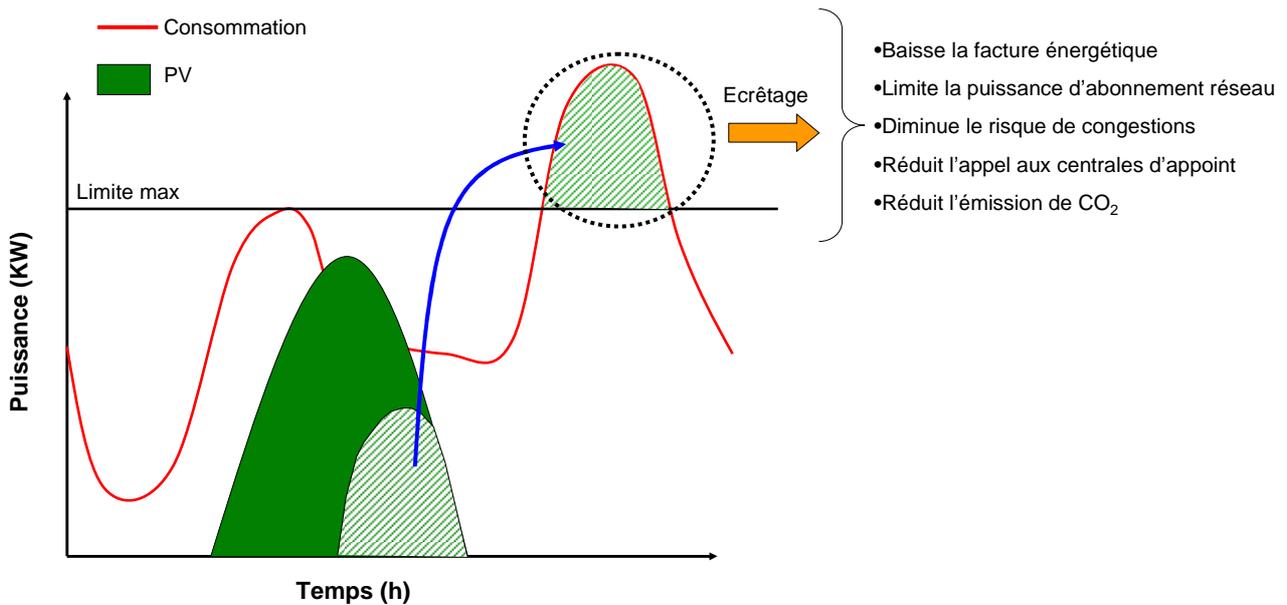


Figure 1.21 : Schématisation de l'application « écrêtage de la consommation »

1.4.2 Contexte technologique

La Figure 1.22 présente le classement des moyens et des technologies de stockage proposé par le parlement européen pour les applications réseau et transport [PAR-08] [ESA-07] [MUL-03].

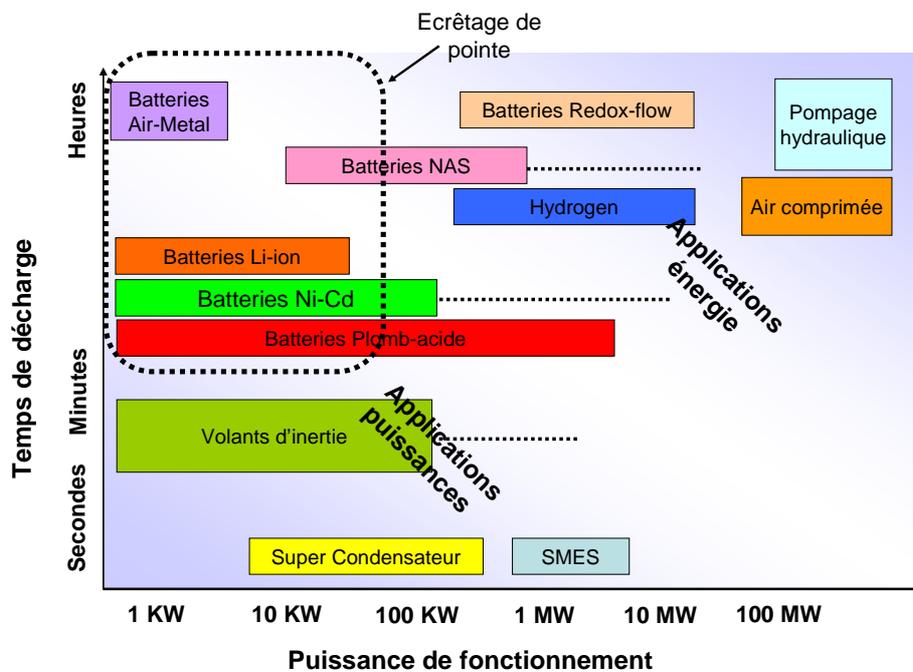


Figure 1.22 : Comparaison des moyens de stockage en fonction de la puissance de fonctionnement et de la durée de la décharge [PAR-08]

Dans notre cas, pour l'application d'écrêtage de pointe de consommation du type résidentiel, la puissance de fonctionnement est de l'ordre du kW (3 à 12kW), pour des temps de décharge compris entre une minute et plusieurs heures. D'après la Figure 1.22, on constate que les accumulateurs électrochimiques constituent le moyen de stockage le plus adapté à notre application.

Le choix de la technologie d'accumulateur va dépendre du coût d'investissement (en €/kWh et en €/kW) et de la durée de vie des batteries dans les conditions de fonctionnement correspondant à l'application choisie. Les coûts de chaque technologie sont présentés sur la Figure 1.23 tandis que la durée de vie et les rendements sont illustrés sur la Figure 1.24.

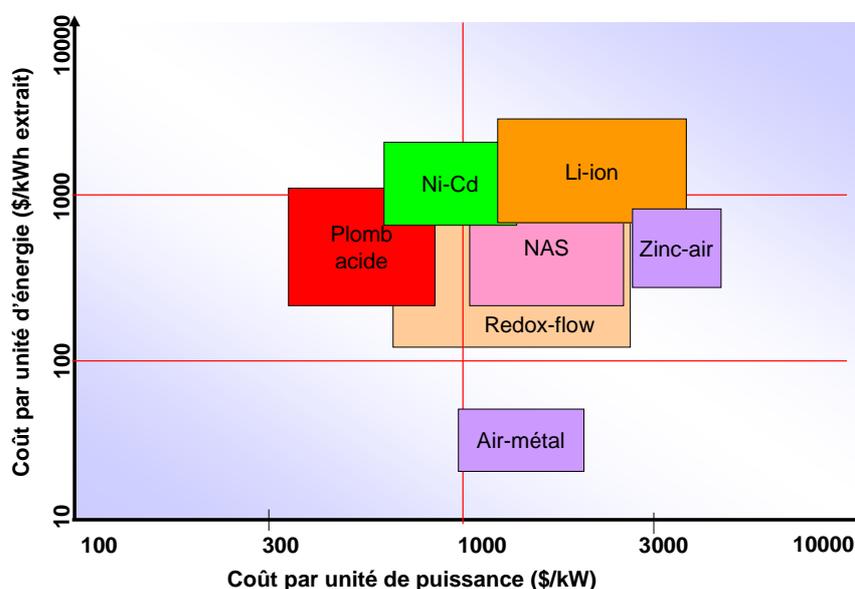


Figure 1.23 : Coûts des différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques [ESA-07]

Les batteries « Metal-air » sont les plus compactes mais leurs faibles rendements et durée de vie les éliminent naturellement de notre analyse [PAR-08]. Les batteries de technologie Plomb acide sont actuellement les plus utilisées pour les applications photovoltaïques. Elles sont principalement avantageées par leurs faibles coûts pour des rendements satisfaisants. Leur inconvénient majeur est leur durée de vie qui est la plus courte des technologies comparées. La technologie Nickel-Cadium (Ni-Cd) présente un coût plus élevé que les batteries au Plomb, pour une durée de vie supérieure mais un rendement plus faible. Des efforts sont nécessaires pour faire du Ni-Cd une technologie concurrentielle pour l'application photovoltaïque. La technologie Lithium-ion (Li-ion) s'annonce comme la concurrente la plus prometteuse. Sa durée de vie et son rendement sont parmi les meilleurs des accumulateurs électrochimiques. Le coût est encore important par rapport à la technologie Plomb mais une baisse significative dans les prochaines années est attendue de sorte que le Li-ion devienne la technologie la plus intéressante pour les applications PV.

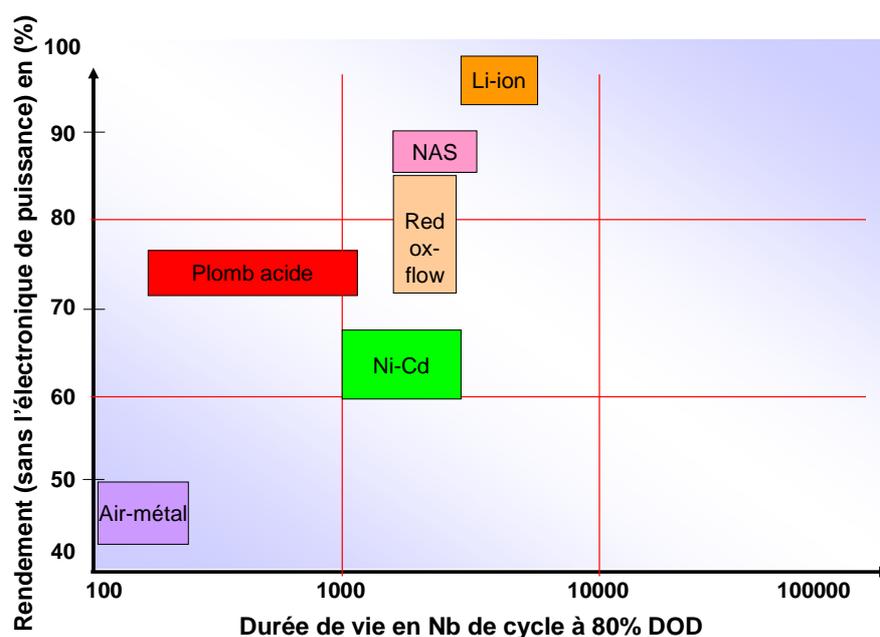


Figure 1.24 : Durée de vie et rendement des différentes technologies de batteries [ESA-07]

D'après la comparaison que nous venons de réaliser, la technologie Li-ion semble la plus appropriée pour notre application. Cependant, face aux rares données expérimentales et au peu de modèles comportementaux des batteries au Li-ion pour application PV, nous avons préféré utiliser la technologie Plomb acide dans notre étude. Nous verrons que le choix de la technologie ne modifie pas l'outil développé dans cette thèse. Si un modèle d'accumulateur Li-ion adapté est proposé, l'outil développé pourra aisément l'utiliser pour fournir les résultats avec cette technologie.

1.5 Système proposé pour l'étude

Notre étude porte sur un système multi sources et multi charges composé d'un générateur photovoltaïque (source), d'un banc de stockage d'accumulateurs électrochimiques (source ou charge), de charges locales considérées comme un profil de consommation (charge) et du réseau électrique (source ou charge).

1.5.1 L'architecture électrique du système

Nous définissons l'architecture électrique du système comme la nature des connexions (AC ou DC) entre les sources et les charges et par conséquent le nombre et la nature des convertisseurs (DC/DC ou DC/AC) qui assurent ces connexions. Un système hybride composé de plusieurs sources et de plusieurs charges peut être construit selon plusieurs architectures électriques [BID-

06]. Dans les cas d'un système PV avec stockage connecté au réseau, on recense deux architectures selon la nature du bus entre le générateur PV et les batteries, qui sont représentées sur la Figure 1.25 et la Figure 1.26.

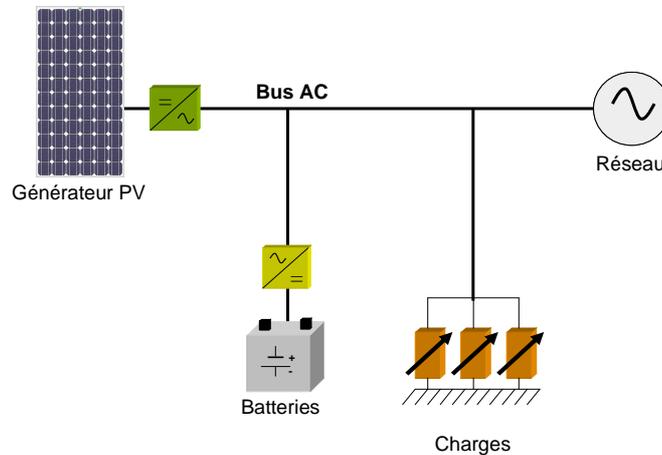


Figure 1.25 : Architecture du système hybride avec un bus en courant alternatif (AC)

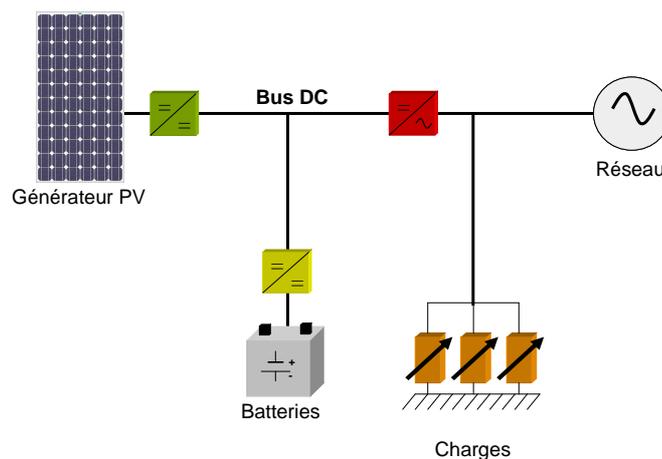


Figure 1.26 : Architecture du système hybride avec un bus en courant continu (DC)

- Architecture avec un bus en courant alternatif (AC) :

Dans ce cas, le système comporte deux éléments de conversion. Un onduleur (convertisseur continu/alternatif) photovoltaïque classique est placé en sortie des modules. Son rôle est de faire fonctionner les modules à leurs points de puissance maximum et de convertir le courant continu photovoltaïque en courant alternatif synchronisé avec le réseau. Le deuxième élément de conversion placé aux bornes de la batterie joue le rôle de convertisseur alternatif/continu réversible et de régulateur de charge. La batterie doit pouvoir être chargée à partir du réseau ou des modules photovoltaïques, et doit pouvoir injecter de l'énergie sur le réseau ou vers les charges. La charge des batteries à partir du générateur PV exige deux conversions (DC→AC puis

AC→DC) qui pourraient être réduites avec une architecture DC. On peut facilement construire le système avec un bus en courant AC en ajoutant le stockage et l'élément de conversion correspondant à une installation PV classique connectée au réseau.

- Architecture avec une interconnexion sur un bus en courant continu (DC) :

Dans ce cas, le système comporte trois éléments de conversion. Un convertisseur continu/continu (hacheur) placé en sortie des modules contrôle le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque. Le convertisseur continu/continu aux bornes de la batterie sert de régulateur de charge. Le convertisseur alternatif/continu réversible permet d'injecter de l'énergie sur le réseau et de charger la batterie à partir du réseau. Il doit être capable de se déconnecter du réseau en cas de problème et de fonctionner en mode autonome. La commande de l'onduleur réversible est réalisée de sorte qu'il gère le flux d'énergie entre le réseau et le bus DC pour maintenir la tension du bus DC constante.

Pour notre application, nous avons choisi d'utiliser une architecture avec un bus DC, initialement pour des raisons matérielles du banc expérimental, que nous n'avons malheureusement pas eu le temps d'utiliser. Ce choix correspond également à une vision plus lointaine d'un réseau électrique en DC dans l'habitat. En effet, n'oublions pas que la plupart des charges du résidentielle fonctionnent initialement en DC. Ces charges sont aujourd'hui toutes adaptées au réseau AC mais une conversion d'énergie (donc une perte) est toujours nécessaire.

1.5.2 Nécessité d'une gestion

On s'intéresse au système électrique schématisé sur la Figure 1.26. On se place dans un contexte futur pour lequel est envisagée une tarification variable pour le particulier et une restriction des subventions de l'énergie photovoltaïque. L'objectif de l'installation est d'écrêter la puissance échangée avec le réseau en optimisant l'utilisation de l'énergie PV. Pour réaliser cette application, il faut déterminer les profils de charge et de décharge des batteries à chaque instant, en tenant compte de la disponibilité de l'énergie PV, de la consommation et des prix de l'électricité sur le réseau : c'est de la gestion d'énergie.

La stratégie de gestion est appliquée par l'intermédiaire du hacheur placé aux bornes des batteries. On impose au hacheur réversible une consigne de courant à injecter ou à extraire des accumulateurs. Au final, la gestion de l'énergie consiste à déterminer la consigne (profil de courant) à imposer à chaque instant.

Nous proposons un système de supervision composé de quatre étapes, respectivement l'étape prédictive, l'étape prévisionnelle, l'étape réactive et l'étape de commande locale, représentées sur la Figure 1.27. Chacune des étapes est détaillée et présentée dans les chapitres 3 et 4. Elles se distinguent par l'échelle de temps de fonctionnement et la stratégie proposée. L'objectif de notre travail est de développer le système de supervision nécessaire au bon fonctionnement du système étudié. Nous nous baserons sur l'architecture proposée pour le développement des algorithmes de gestion.

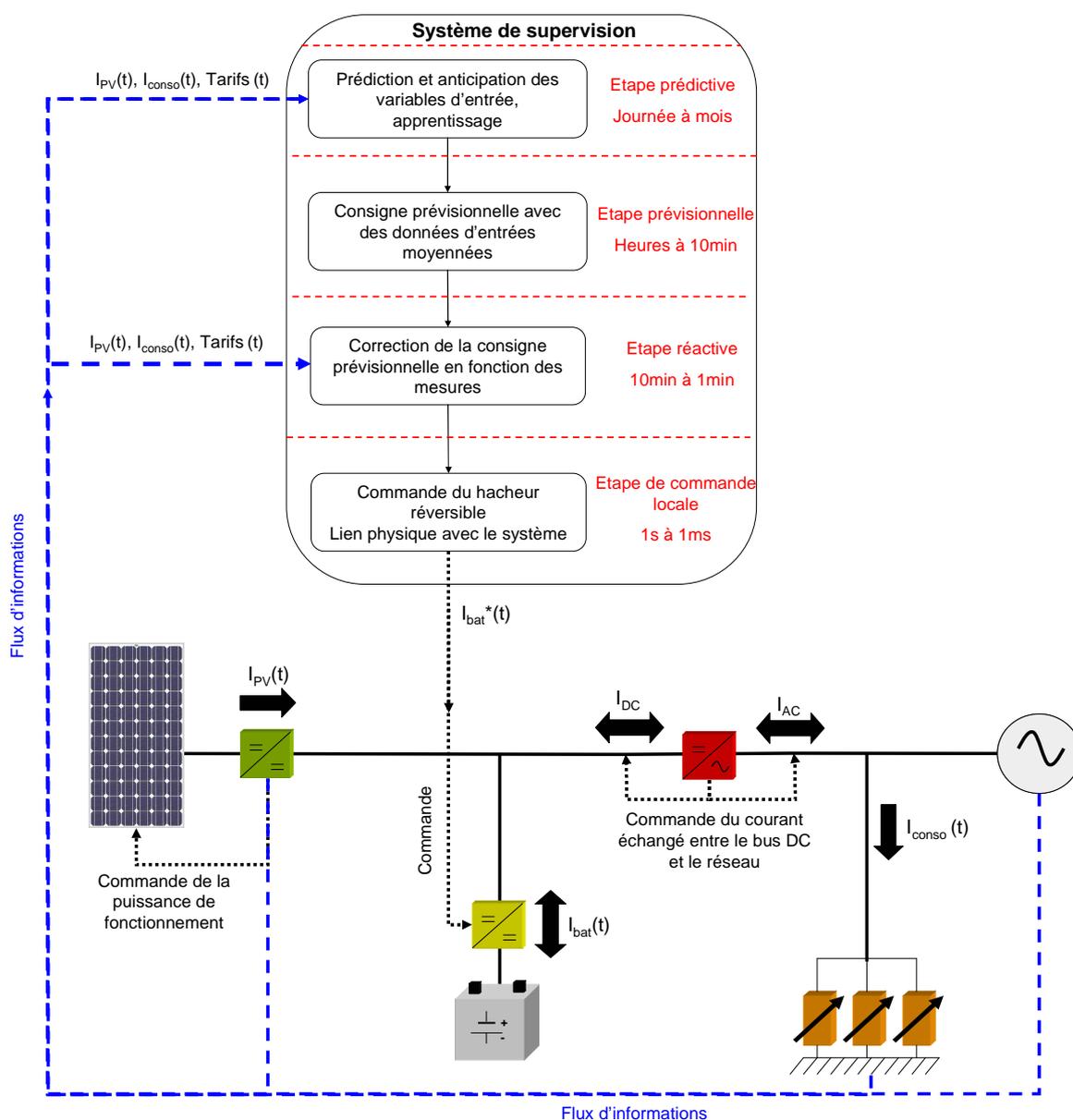


Figure 1.27 : Système de supervision proposé pour la gestion de l'énergie dans le système PV hybride étudié

1.6 Conclusion

Ce chapitre présente la problématique d'insertion de l'énergie PV à grande échelle sur le réseau électrique. Nous avons constaté que le photovoltaïque ne pourra prendre une place significative dans la production d'électricité en France que par un contrôle de sa production pour une utilisation optimisée. L'ajout d'un système de stockage dans les installations classiques connectées au réseau apparaît alors indispensable.

Notre étude se concentre sur le secteur résidentiel et tertiaire qui présente la plus forte augmentation de la consommation d'électricité et atteint les 2/3 de la consommation totale en France. On se place dans un contexte de marché de l'électricité libéralisé et de restriction des subventions sur l'énergie photovoltaïque. Dans ce cadre, la nouvelle problématique est de déterminer une gestion de l'énergie dans le système qui permet de réaliser l'écrêtage de la consommation tout en optimisant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. A la fin de ce chapitre, nous avons présenté l'organisation globale du système de supervision dont le développement fait l'objet des prochaines parties de cette thèse.

Modélisation des composants du système et méthode de pré-dimensionnement

Pour déterminer une stratégie de gestion appropriée il faut, dans un premier temps, connaître le comportement du système en fonction des données d'entrée. Cette connaissance passe par la modélisation des composants du système qui correspond à la première partie de ce chapitre. Nous utiliserons des modèles comportementaux basés sur des mesures expérimentales.

Ensuite, nous devons définir la taille du système sur lequel nous allons travailler. Le dimensionnement, qui correspond à la puissance crête du générateur PV et la capacité de stockage, dépend de l'application que le système doit réaliser et du contexte dans lequel on se situe (profil de consommation, ressource solaire, tarifs...). On se place dans le cas d'une installation résidentielle avec un profil de consommation imposé. Dans la deuxième moitié de ce chapitre, nous allons présenter une méthode de « pré dimensionnement » qui permet de calculer la taille de l'élément de stockage pour l'application « écrêtage de la consommation ». Nous appliquerons cette méthode en considérant un générateur PV de taille imposée. Le dimensionnement obtenu sera maintenu tout au long de notre étude.

2.1 Modélisation de la production photovoltaïque

Par définition, un générateur photovoltaïque (PV) transforme l'énergie des photons (de la lumière) en électricité [CNR-09] [SER-92]. L'effet photovoltaïque est réalisé par les cellules photovoltaïques correspondant à des semi conducteurs dont la structure électronique a été modifiée (insertion d'impuretés). Nous ne détaillerons pas plus le fonctionnement de ces cellules, mais pour plus de détails sur ce sujet, nous conseillons de se référer aux ouvrages [LUG-03] [RIC-97] [SER-92]. Dans notre cas nous nous intéressons uniquement aux propriétés électriques des générateurs photovoltaïques, et particulièrement à leurs comportements en puissance. L'association de cellules photovoltaïques forme un module, et nous appellerons « générateur photovoltaïque » un module ou l'association de plusieurs modules. On considère que le comportement en puissance d'un générateur photovoltaïque est identique à celui d'une cellule.

2.1.1 Caractéristique d'une module PV

Nous soulignons qu'il existe plusieurs technologies de cellules PV dont les caractéristiques sont différentes [MEY-04] [LUG-03]. Dans la suite de notre étude, nous utiliserons un module composé de cellules au Silicium polycristallin, qui est actuellement la technologie la plus utilisée car elle offre le meilleur compromis entre le coût et les performances.

Un générateur PV est considéré comme un générateur de courant dont l'intensité dépend principalement de l'intensité de la lumière incidente (irradiation ou éclairement, noté « E » en W/m^2) et de la tension imposée aux bornes du module. Par conséquent, on représente la caractéristique d'un module PV par sa production de courant en fonction de la tension imposée à ces bornes pour un éclairement donné. On parle alors de courbe (ou caractéristiques) courant/tension (I/V). La puissance de sortie d'un module est le produit du courant et de la tension. Les Figure 2. et 2.2 représentent les courbes I/V d'un module pour différentes irradiations et différentes températures de cellules [PHO-09].

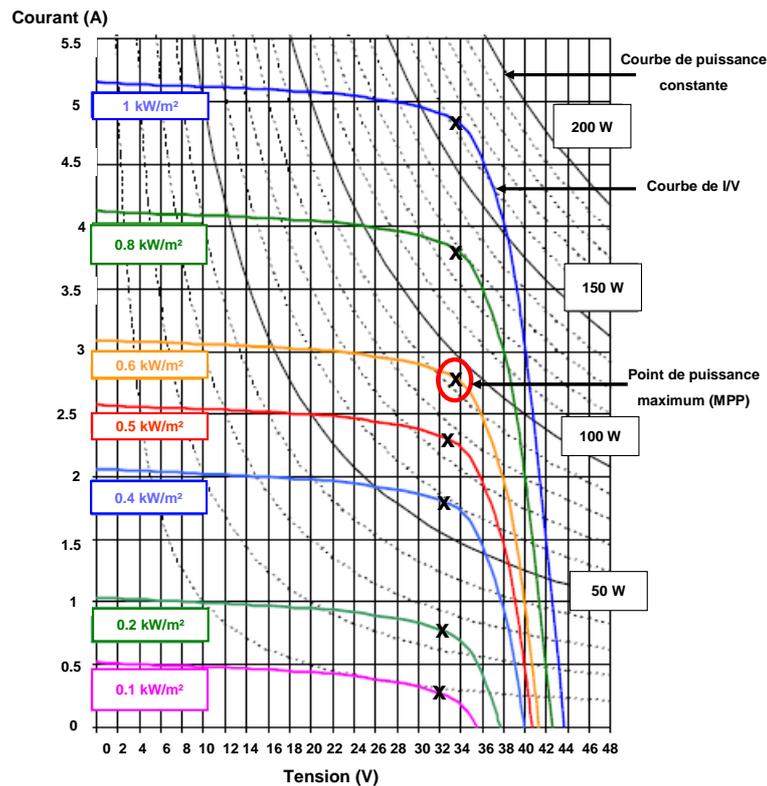


Figure 2.1 : Caractéristique I/V d'un module PV en fonction de l'irradiation [PHO-09]

Pour chaque valeur de l'irradiation et de la température, il existe un point de la courbe I/V pour lequel la puissance est maximum. C'est le point de puissance maximum, noté PPM (ou *MPP* pour *Maximum Power Point* en anglais). La puissance au MPP diminue avec l'irradiation (tendance linéaire) et augmente quand la température diminue.

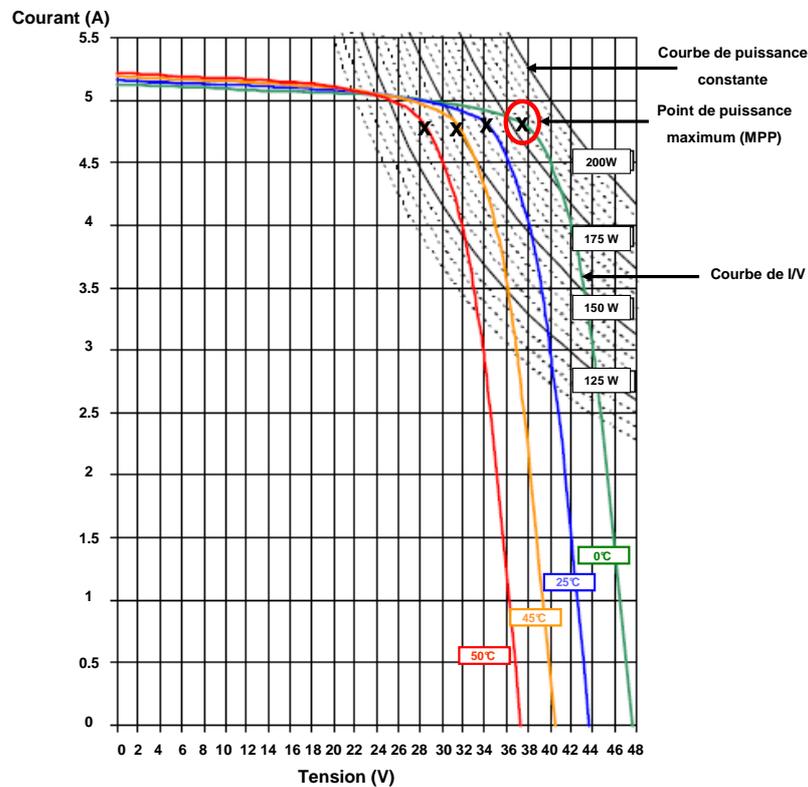


Figure 2.2 : Caractéristique I/V d'un module PV en fonction de la température des cellules [PHO-09]

Dans le but d'optimiser l'investissement dans le générateur photovoltaïque, on souhaite toujours faire fonctionner celui-ci à son MPP. Cela est possible en imposant la tension qui correspond au MPP aux bornes du module, appelée tension de puissance maximale et noté « V_{mpp} ». Puisque la valeur de « V_{mpp} » varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante, il convient d'utiliser un algorithme qui calcule la tension à imposer en fonction des conditions météorologiques. On parle alors d'algorithme de recherche du point de puissance maximum, ou *Maximum Power Point Tracker* en anglais, noté *MPPT* [LIN-08] [SAN-07] [LUG-03]. Le convertisseur DC/DC, placé aux bornes du générateur PV, contient un algorithme de recherche du MPP et a pour rôle, entre autre, d'imposer la tension « V_{mpp} » aux bornes du module. Dans notre cas, on considère le MPPT comme parfait, c'est-à-dire que le générateur fonctionne toujours à son MPP quelles que soient les conditions. On souhaite donc modéliser uniquement le comportement de la puissance maximum du générateur en fonction de l'irradiation « E » et de la température ambiante « T_{amb} ».

2.1.2 Modélisation comportementale

Le modèle du générateur PV que nous proposons est basé sur les informations suivantes :

- La puissance crête du module « P_{STC} » dans les conditions standard de test STC (pour *Standart Test Conditions* en anglais)
- La température de cellule de fonctionnement nominale ($NOCT$ pour *Nominal Cell Temperature* en anglais)
- Le coefficient de température « γ » des cellules PV

La puissance crête d'un module est la puissance maximale qu'il fournit dans les conditions STC qui sont :

- $E_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$
- $T_{cell, STC} = 25^\circ\text{C}$
- $V_{vent} = 1\text{m/s}$

Avec « T_{cell} » la température des cellules et « V_{vent} » la vitesse du vent. Tous les modules sont caractérisés par leur puissance crête qui fait actuellement office de principal critère de performance et de comparaison.

La température de fonctionnement nominale des cellules est la température qu'atteignent les cellules PV dans les conditions $NOCT$ qui sont :

- $E_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$
- $T_{amb, NOCT} = 20^\circ\text{C}$
- $V_{vent} = 1\text{m/s}$

Le coefficient de température « γ » correspond à la variation de la puissance en fonction de la température des cellules, exprimée en $\%/^\circ\text{C}$, au MPP et dans les conditions STC . Dans notre modèle, le coefficient de température est considéré constant mais il est important de souligner qu'en réalité, ce paramètre varie en fonction des conditions de fonctionnement [LUG-03] [WHI-91].

La puissance du générateur PV au MPP est calculée avec l'équation (2.1) [SKO-09] [LUG-03] [KEN-03] [MAR-02] [KIN-97] [RIC-97]. La température de fonctionnement des cellules « T_{cell} », calculé avec l'équation (2.2), est obtenue à partir de la $NOCT$ ($^\circ\text{C}$), de la température ambiante « T_{amb} », et de l'irradiation « E ».

$$P_{mpp} = \left[P_{STC} \times \frac{E}{E_{STC}} \times \left[1 - \frac{\gamma}{100} \times (T_{cell} - T_{cell, STC}) \right] \right] \times N_s \times N_p \quad (2.1)$$

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{E}{E_{NOCT}} \times (NOCT - T_{amb,NOCT}) \quad (2.2)$$

Dans notre cas, « P_{mpp} » étant la puissance au MPP du module, « N_s » et « N_p » sont respectivement le nombre de modules en série et en parallèle qui forment le générateur PV. Sur la Figure 2.3, on observe les puissances de sortie calculées avec le modèle et celles mesurées sur le site de l'INES, à Chambéry, pendant l'année 2007. Les valeurs des paramètres du générateur sont données dans le Tableau 2.I [PHO-09] (modèle PW1250).

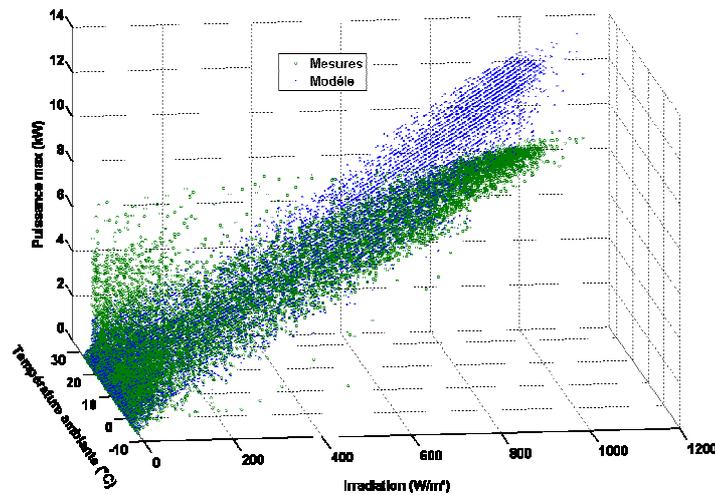


Figure 2.3 : Puissances de sortie en fonction de l'irradiation et la température ambiante pour le modèle proposé et les mesures expérimentales

Tableau 2.I : Valeur des paramètres du générateur PV de référence [PHO-09]

| P_{STC} (W) | γ (% / °C) | NOCT (°C) | N_s | N_p |
|---------------|-------------------|-----------|-------|-------|
| 115 | 0.43 | 45 | 11 | 8 |

On observe des écarts entre le modèle et les mesures à faibles et fortes irradiations ($200 \text{ W/m}^2 < \text{ et } > 700 \text{ W/m}^2$), ce qui correspond aux conditions pour lesquelles le coefficient de température et le rendement des modules ne sont pas linéaires en réalité, contrairement au modèle utilisé [GEU-07].

Compte tenu de la complexité des modèles non linéaires des modules photovoltaïques, nous utiliserons le modèle linéaire décrit par les équations (2.1) et (2.2). Ce modèle décrit convenablement le comportement du générateur PV pour les irradiations comprises entre 200 W et 700 W , ce qui correspond à la majorité des conditions de fonctionnement pour notre application.

Dans la suite de notre étude, nous utiliserons les valeurs des paramètres « P_{STC} », « γ » et « NOCT » présentés dans le Tableau 2.I comme référence pour construire le générateur PV du système étudié.

2.2 Modélisation du stockage électrochimique

Actuellement, la technologie la plus largement utilisée pour les applications photovoltaïques est la technologie au Plomb (Pb) [PER-05] [LUG-03]. C'est encore la technologie la plus compétitive et la mieux maîtrisée. Cependant, les nouvelles technologies, et plus particulièrement le Nickel-Cadium (Ni-Cd) et le Lithium-ion (Li-ion), proposent de meilleures performances pour moins de contraintes, ce qui en fait des concurrentes de plus en plus sérieuses au fur et à mesure que leurs coûts diminuent [LIN-02]. Nous présentons ici le modèle d'un accumulateur au Plomb à plaques tubulaires, notamment car c'est un modèle que nous avons à disposition et la technologie encore la plus utilisée pour les applications photovoltaïques.

2.2.1 Caractéristique des accumulateurs au Plomb pour application PV

D'un point de vue système, un accumulateur électrochimique est considéré comme une source de tension. Les variables d'entrée sont le courant et la température ambiante, et les variables de sortie sont l'état de charge de la batterie et la tension à ses bornes.

La tension de circuit ouvert « E » aux bornes d'un accumulateur au plomb est fonction de l'activité du matériau actif et de la température de la batterie. Elle peut être calculée à partir de l'équation de Nernst [LIN-02] :

$$E = E^0 + \frac{R \times T}{n \times F} \times \log \frac{[ox]}{[red]} \quad (2.3)$$

Avec « E^0 » la différence de potentiel entre les électrodes dans les conditions standard ($T = 298^\circ\text{K}$ et $P = 101\,300\text{ Pa}$), « F » la constante de Faraday, « n » le nombre de moles dans la réaction, « T » la température ambiante, « R » la constante des gaz parfaits, et $[ox]$ et $[red]$ l'activité des couples oxydo-réducteur intervenant dans la réaction.

Lorsqu'un courant traverse l'accumulateur (charge ou décharge), la tension aux bornes de la batterie est modifiée par les phénomènes électrochimiques engendrés de sorte qu'elle augmente en charge et qu'elle diminue en décharge. L'évolution de la tension peut s'écrire sous la forme de l'équation (2.4)

$$E_{bat}(t) = E \pm R (SOC, I_{bat}(t)) \times I_{bat}(t) \quad (2.4)$$

Avec « E_{bat} » la tension aux bornes de l'accumulateur pendant la réaction, « E » la tension en circuit ouvert définie par l'équation (2.3), « R » la résistance de l'accumulateur et « I_{bat} » le courant

qui traverse l'accumulateur. La résistance « R » dépend de l'état de charge de la batterie (SOC) et du courant qui y transite.

Une batterie au plomb pour application PV est composée de plusieurs éléments de tension nominale de 2V chacun. Les configurations les plus courantes sont 6 ou 12 éléments en série pour atteindre une tension de batterie de 12 V ou 24 V. La tension d'une batterie au plomb varie en fonction du courant qui y transite, de son état de charge et de son état de santé. La tension de 12 V ou 24 V par laquelle on caractérise une batterie au plomb correspond à la tension au repos, pleinement chargée et sans dégradation. Les Figure 2.4 et 2.5 montrent l'évolution de la tension aux bornes d'une batterie plomb pour différents courants de charges et de décharges. Ces courbes ont été construites à partir de mesures expérimentales réalisées personnellement sur le site de l'INES à Chambéry. Les batteries testées sont de technologie plomb ouverte à plaques tubulaires, du fabricant Exide technology, modèle OPzS Solar 70.

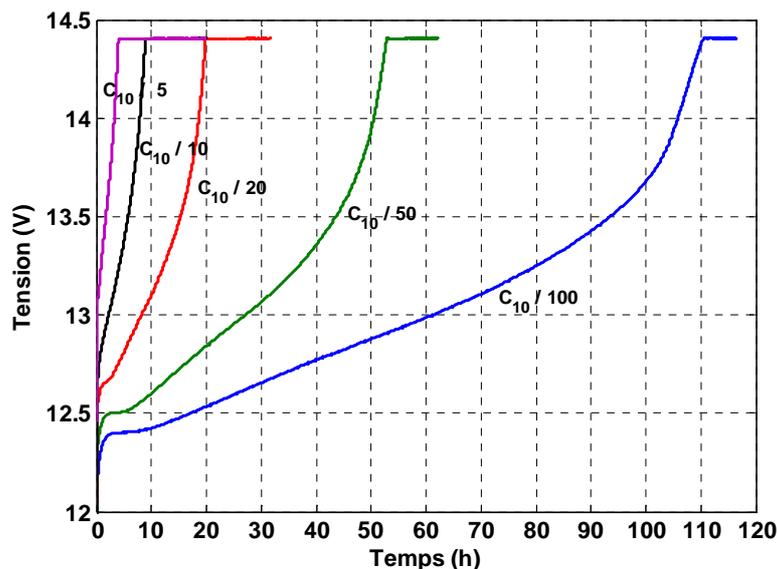


Figure 2.4 : Tension d'un accumulateur au Plomb en fonction du temps et du courant de charge (6 éléments en série)

On remarque que plus le courant est important, donc plus on extrait de quantité de charge, plus la tension chute rapidement. Pour une opération à courant constant, quel que soit le type d'opération (charge ou décharge) et la valeur du courant, la courbe a un comportement linéaire sur une large plage de temps. Nous verrons que cette propriété nous servira pour modéliser le comportement en tension de l'accumulateur.

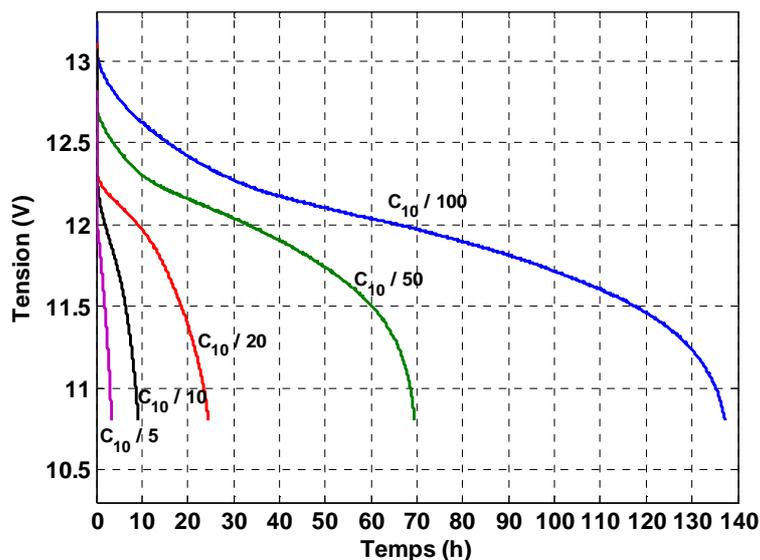


Figure 2.5 : Tension d'un accumulateur au Plomb en fonction du temps et du courant de décharge
(6 éléments en série)

La capacité d'une batterie, c'est-à-dire la quantité de charge que l'on peut réellement extraire par une décharge complète à courant constant, dépend des conditions d'utilisation. Généralement, le constructeur donne la capacité nominale, qui est une estimation de la capacité dans des conditions de décharge spécifique. A titre d'exemple, la capacité nominale « C_{10} » est la capacité mesurée après une décharge de 10 heures avec un courant de $C_{10}/10$ jusqu'à une tension de 1.7V par élément. Cette remarque est importante pour estimer la quantité de charge dans la batterie en fonction du courant de décharge. La loi de Peukert [LIN-02] [BOD-77] permet de calculer la capacité d'une batterie au plomb en fonction du régime de décharge par rapport à une capacité de référence :

$$C_y = C_x \times \left(\frac{I_x}{I_y} \right)^{n-1} \quad (2.5)$$

Avec :

C_y : capacité recherchée pour le courant de décharge I_y

C_x : capacité connue pour le courant de décharge I_x

n : coefficient de Peukert dépendant de la technologie de batterie plomb utilisée et du régime de courant. Valeurs comprises entre 1.2 et 1.6 pour les batteries plomb acide.

Soit « $C_{ref}(t)$ » la capacité de référence connue et « $Q_{bat}(t)$ » la quantité de charge, en Ah, échangée avec les batteries entre l'instant initial « t_0 » et l'instant « t », alors l'état de charge est défini par la formule suivante :

$$SOC(t) = \frac{Q_{bat}(t_0) + Q_{bat}(t)}{C_{ref}(t_0)} \quad (2.6)$$

Avec « $Q_{bat}(t_0)$ » la quantité de charge initiale dans la batterie.

On souligne que la capacité de référence varie en fonction des dégradations subies. Par conséquent, l'estimation de l'état de charge dépend de deux calculs, qui sont respectivement la perte de capacité en fonction des conditions de fonctionnement et la quantité de charge échangée avec les batteries « $Q_{bat}(t)$ ».

L'utilisation des batteries au plomb dans les applications photovoltaïques impose des conditions de fonctionnement contraignantes, ce qui augmente les dégradations et la baisse des performances de l'accumulateur [JOS-04].

La modélisation du vieillissement et la baisse des performances des batteries au plomb en fonction des conditions de fonctionnement est encore très mal maîtrisée et reste un sujet de recherche important [SCH-07] [WEN-05]. Le vieillissement d'un élément de stockage est très délicat à formuler car il dépend de multiples propriétés intrinsèques à la technologie de l'accumulateur. Le régime de fonctionnement, le nombre de cycles et la profondeur de décharge de chaque cycle sont les facteurs les plus influents sur le vieillissement, particulièrement pour les accumulateurs électrochimiques au plomb.

Actuellement, la durée de vie d'un accumulateur électrochimique au plomb est estimée à partir du nombre de cycles équivalents à pleine charge, noté « *EFC* » pour *Equivalent full cycle* en anglais, qu'il peut délivrer pendant sa période de fonctionnement. Cette valeur est calculée à partir des données du constructeur avec l'équation (2.7). Soulignons que cette formulation suppose l'hypothèse forte d'une cyclabilité inversement proportionnelle à la profondeur de décharge « DOD ».

$$EFC = N^{ref}_{cycle} \times DOD^{ref} \quad (2.7)$$

Avec :

N^{ref}_{cycle} : Nombre de cycle à la profondeur de décharge de référence

DOD^{ref} : Profondeur de décharge de référence

Par définition, la profondeur de décharge est égale à la capacité qui n'est pas disponible dans l'accumulateur telle que :

$$DOD = 1 - SOC \quad (2.8)$$

Généralement, « N^{ref}_{cycle} » et « DOD^{ref} » sont des données fournies par le constructeur. Elles peuvent également être issues d'abaques ou de résultats expérimentaux. La batterie est considérée comme inutilisable une fois qu'elle a fournie la quantité d'énergie égale à « E_{bat} ». Ce modèle permet uniquement d'estimer le nombre de cycle que peut subir une batterie en fonction de la profondeur de décharge. Il ne permet pas d'estimer le vieillissement et l'état de santé de l'accumulateur tout au long de sa durée de vie. Il convient donc de développer un modèle plus approprié à nos besoins afin d'optimiser la gestion de l'élément de stockage.

2.2.2 Modélisation des paramètres nécessaires à la gestion d'énergie

Dans cette partie, nous présentons la modélisation de la tension, l'état de charge et l'état de santé des accumulateurs électrochimiques de technologie Plomb.

a) Tension

L'évolution de la tension aux bornes d'un accumulateur au Plomb est délicate à modéliser compte tenu des nombreuses réactions qui interviennent [DEL-06] [LIN-02]. De nombreux modèles ont été proposés, basés sur les processus électrochimiques, des circuits équivalents, ou des lois empiriques [INS-09] [DEL-06] [GER-02] [SER 00] [COP-93] [SHE-65]. Généralement, ces modèles sont lourds en capacité de calcul et prennent de nombreux paramètres en compte qui sont difficiles à identifier. Dans notre cas, on souhaite développer un modèle comportemental simple, sans chercher à correspondre parfaitement aux valeurs expérimentales.

Nous proposons le modèle linéaire décrit par les équations (2.9) et (2.10) qui se basent sur la forme des courbes expérimentales présentés sur les Figures 2.6 et 2.7. Les paramètres « V^{0}_{ch} », « V^{0}_{dch} », « a » et « b » sont des constantes à déterminer.

1) Si $I_{bat}(t) \geq 0$ (charge ou repos)

$$V_{bat}(t) = V^{0}_{ch} + a \times SOC \quad (2.9)$$

2) Si $I_{bat}(t) < 0$ (décharge)

$$V_{bat}(t) = V^{0}_{dch} - b \times SOC(t) \quad (2.10)$$

Les paramètres des équations (2.9) et (2.10) sont identifiés à partir des nouvelles courbes de tension en fonction de l'état de charge présentées sur les Figures 2.6 et 2.7. Ces courbes sont issues de mesures expérimentales réalisées personnellement sur le site de l'INES. Les

accumulateurs utilisés sont de technologie plomb ouverte à plaque tubulaire, du constructeur Exide Technology, modèle OPzS Solar 70. Les mesures ont été réalisées à température constante dans un bain à 25°C. L'état de charge est calculé par l'équation (2.6) avec :

$$Q_{bat}(t) = \int_{t_0}^t I_{bat}(t) \times dt \quad (2.11)$$

et

$$Q_{bat}(t_0) = 0 \quad \text{en charge}$$

$$Q_{bat}(t_0) = C_{ref}(t_0) \quad \text{en décharge}$$

On remarque que la forme de la courbe de tension varie en fonction du courant et que plus le courant est fort, plus la tension a un comportement linéaire. Les paramètres sont identifiés par une interpolation linéaire des courbes de régime 5h (courant égale à « $C_{10/5}$ ») car c'est le régime qui correspond le plus à notre application. La Figure 2.8 montre les courbes mesurées et interpolées, avec les équations correspondantes. Les erreurs les plus importantes apparaissent en début et fin de charge, lorsque la courbe réelle n'est pas linéaire. Afin de limiter les dégradations de l'accumulateur, nous imposerons un fonctionnement uniquement dans la plage d'état de charge entre 20% et 90%. Dans cette plage de fonctionnement, le modèle linéaire représente convenablement le comportement de la tension.

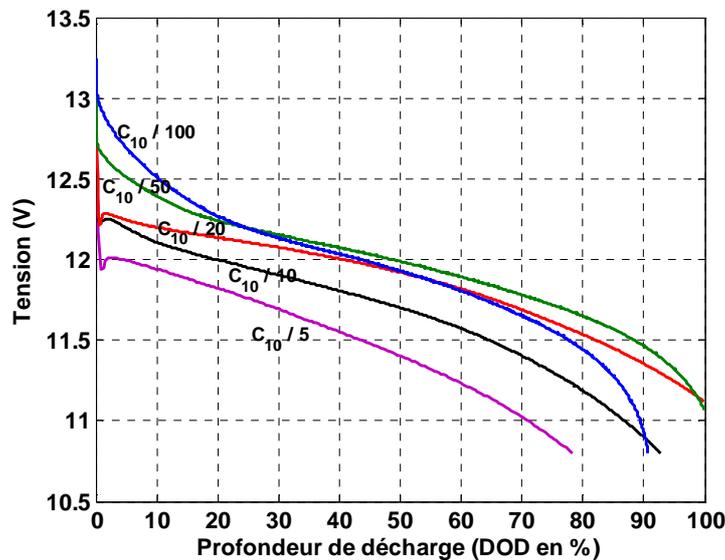


Figure 2.6 : Tension en décharge en fonction de l'état de charge d'un accumulateur au plomb à plaques tubulaires (6 éléments en série)

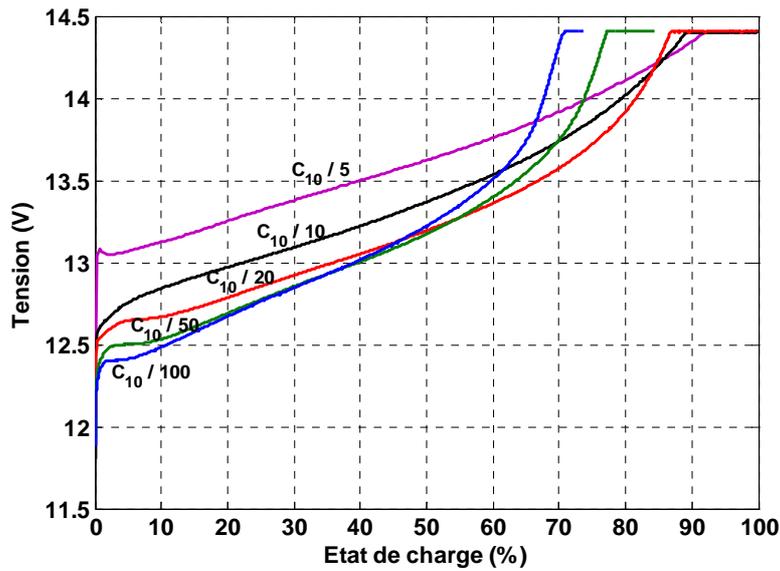


Figure 2.7 : Tension en charge en fonction de l'état de charge d'un accumulateur au plomb à plaques tubulaires (6 éléments en série)

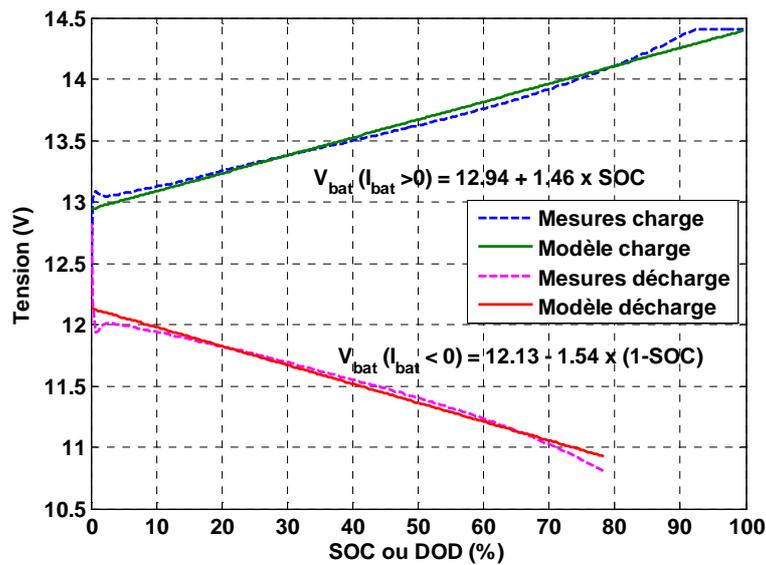


Figure 2.8 : Courbe de tensions modélisées et expérimentales en fonction de l'état de charge (6 éléments en série)

Les valeurs des paramètres des équations (2.9) et (2.10) obtenues sont présentées dans le Tableau 2.II. Le modèle de tension des accumulateurs pendant les charges et les décharges est alors décrit par les équations (2.12) et (2.13) avec « $N_{b_{elts_s}}$ » le nombre d'éléments en série.

Tableau 2.II : Valeurs des paramètres du modèle de tension pour 1 élément

| V^{0ch} (V) | a | V^{0dch} (V) | b |
|---------------|-------|----------------|-------|
| 2.15 | 0.243 | 2.02 | 0.256 |

1) Si $I_{bat}(t) \geq 0$ (charge ou repos)

$$V_{bat}(t) = [2.15 + 0.243 \times SOC(t)] \times Nb_{elts_s} \quad (2.12)$$

2) Si $I_{bat}(t) < 0$ (décharge)

$$V_{bat}(t) = [2.02 - 0.256 \times (1 - SOC(t))] \times Nb_{elts_s} \quad (2.13)$$

Ce modèle reste très élémentaire car il correspond uniquement à un régime de décharge de 5h à courant constant. Le modèle est basé sur la forme des courbes représentées sur les Figures 2.6 et 2.7. Comme nous pouvons l'observer, les courbes de tension en fonction de l'état de charge « SOC » ont une forme relativement linéaire entre 20% et 90% avec des valeurs très proches quel que soit le régime de fonctionnement. Nous avons donc considéré que la forme de la courbe de la tension est plus dépendante à l'état de charge qu'au régime de fonctionnement. Nous avons choisi le régime de 5h car c'est celui qui correspond le plus à notre application. L'objectif était de modéliser la forme des courbes 2.6 et 2.7 sans forcément donner un sens physique au modèle. Nous considérons ce modèle très simple comme suffisant pour notre application car la tension n'est pas un paramètre majeur à prendre en compte dans la gestion d'énergie.

Nous allons maintenant porter une attention plus particulière à l'estimation de l'état de charge (SOC), qui, conformément aux équations (2.12) et (2.13), intervient dans le calcul de la tension et qui sont les paramètres clés à prendre en compte dans la gestion d'énergie.

b) État de charge (SOC pour State Of Charge)

L'estimation de l'état de charge dans des conditions irrégulières de cyclages (application PV) est difficile car, comme nous l'avons souligné précédemment, la capacité d'un accumulateur au plomb (et donc la quantité de charge disponible) dépend du régime de fonctionnement. Généralement, deux moyens d'estimer l'état de charge sont utilisés, qui sont le calcul à capacité de référence fixe et le calcul à capacité de référence variable. Au travers l'exemple à la fin de ce paragraphe, nous verrons que ces deux méthodes ne permettent pas de prendre en compte la dynamique qui intervient dans l'accumulateur, et ne sont donc pas adaptés à des conditions irrégulières de cyclages comme celles correspondants aux application PV.

Dans cette thèse, nous proposons d'utiliser la méthode d'estimation de l'état de charge et de l'état de santé qui est mieux adaptée aux conditions de cyclages irrégulières. Cette méthode de calcul a été développée par A.Delaille dans son travail de thèse sur l'estimation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries au plomb [DEL-06]. Pour chaque courant de charge/décharge, les quantités de charge extraites et injectées sont calculées avec un coefficient de pondération permettant de prendre en compte les conditions d'utilisation. Ainsi, quel que soit

le régime de fonctionnement, la quantité de charge injectée ou extraite de l'accumulateur est calculée pour le régime de référence correspondant à la capacité de référence fixe.

Soit « $C_{bat}(t_0)$ » la capacité initiale en Ah, « C_{bat} » la capacité disponible en Ah, et « Q_d » et « Q_c » respectivement les quantités de charge déchargée et chargée en Ah. On a :

$$C_{bat}(t_k) = C_{bat}(t_0) - Q_d(t_k) + Q_c(t_k) \quad (2.14)$$

L'indice « t_k » permet de souligner que chacune des valeurs est revue à chaque pas de temps. La capacité de référence est variable en fonction du vieillissement de la batterie (état de santé). Le modèle de perte de capacité que nous avons développé est présenté dans la partie sur l'état de santé « *SOH* ».

L'état de charge et l'état de santé sont donnés par les expressions suivantes :

$$SOC(t_k) = \frac{C_{bat}(t_k)}{C_{ref}(t_k)} \quad (2.15)$$

$$SOH(t_k) = \frac{C_{ref}(t_k)}{C_{ref}(t_0)} \quad (2.16)$$

Avec « $C_{ref}(t_0)$ » la capacité de référence initiale fournie par le constructeur avant toute utilisation de l'accumulateur et « $C_{ref}(t_k)$ » la capacité de référence à l'instant « t_k » après utilisation (vieillesse). La particularité du modèle réside dans le calcul de « Q_d » et « Q_c » :

$$Q_d = \sum_{k(I_{bat} < 0)} \alpha_1(I_{bat}) \times \alpha_2(T^\circ) \times |I_{bat}| \times t_k \quad (2.17)$$

$$Q_c = \sum_{k(I_{bat} > 0)} \beta_1(SOC) \times \beta_2(Q_d) \times |I_{bat}| \times t_k \quad (2.18)$$

Où « α_i » et « β_i » sont les coefficients de pondération utilisés respectivement en décharge et en charge pour prendre en compte les conditions de fonctionnement. Les équations (2.17) et (2.18) sont présentées sous formes discrètes avec des sommes. Sous formes continues, les sommes seront remplacées par des intégrales.

Le coefficient « α_1 » est fonction du courant de décharge. Quel que soit le régime de fonctionnement, il permet de calculer la quantité de charge équivalente extraite de la batterie avec le courant de décharge (<0) « $I_{bat, ref}$ » correspondant à la capacité de référence fixe « $C_{ref}(t_0)$ ». Le calcul de « α_1 » s'apparente à la formule de Peukert (2.5) et s'écrit :

$$\alpha_1 = \left(\frac{|I_{bat}|}{|I_{bat,ref}|} \right)^{(n-1)} \quad \text{avec } I_{bat} < 0 \text{ (décharge)} \quad (2.19)$$

Le coefficient de Peurkert « n » dépend du régime de fonctionnement. Il est généralement compris entre 1.2 et 1.6 pour les technologies au plomb. On se base sur les valeurs de Tableau 2.III pour obtenir « n » en fonction du régime de décharge. Les valeurs de ce tableau sont celles proposées par A.Delaille pour la technologie au plomb.

Tableau 2.III : Valeurs du coefficient de Peukert « n » en fonction du régime de décharge utilisé dans le modèle (technologie Pb plaques tubulaires) [DEL-06]

| I_{bat} | $\leq I_{bat, ref} / 50$ | $\leq I_{bat, ref} / 20$ | $> I_{bat, ref} / 20$ |
|-----------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|
| n | 1.2 | 1.3 | 1.5 |

Le coefficient « α_2 » permet de prendre en compte l'effet de température. Il est fonction de la température de référence « T_{ref} » égale à 20°C et de la température ambiante « T_{amb} ». Dans la norme française NF C58-510 destinée aux batteries plomb acide à usage photovoltaïque, un facteur correctif de 0.75% est utilisé par rapport à une température de référence de 20°C. On a donc la relation suivante :

$$\alpha_2 = \frac{1}{1 + 0.0075 \times (T_{amb} - T_{ref})} \quad (2.20)$$

Le coefficient « β_1 » correspond au rendement de charge de l'accumulateur (rendement faradique). Le rendement en décharge est considéré égal à 1. On utilise l'approximation de l'efficacité de la charge proposée par A.Delaille, basée sur les valeurs du Tableau 2.IV [DEL-06].

Tableau 2.IV : Valeurs du coefficient « β_1 » en fonction de l'état de charge utilisé dans le modèle

| SOC (%) | β_1 (SOC) |
|---------|-----------------|
| 0 -20 | 0.9 |
| 20 - 50 | 1 |
| 50-80 | 0.7 |
| 80-100 | 0.6 |

Le coefficient « β_2 » permet de prendre en compte les conditions de fonctionnement de la dernière phase de décharge sur la phase de charge. C'est le rapport entre la quantité de charge déchargée calculée avec les coefficients d'équivalence (« α_1 » et « α_2 ») et la quantité de charge

déchargée calculée sans les coefficients d'équivalence. Le coefficient « β_2 » est alors donné par la relation :

$$\beta_2 = \frac{\sum_{k(I_{bat}<0)} \alpha_1(I_{bat}) \times \alpha_2(T) \times |I_{bat}| \times t_k}{\sum_{k(I_{bat}<0)} |I_{bat}| \times t_k} \quad (2.21)$$

Ce coefficient est un point tout à fait innovant dans le calcul de l'état de charge. Il permet de maintenir la fiabilité du calcul dans des conditions de cyclage irrégulières comme celles rencontrées dans les applications photovoltaïques.

A titre de comparaison, nous allons calculer l'état de charge d'une batterie après une décharge à courant variable avec le modèle à capacité de référence fixe, à capacité variable et le modèle d'A.Delaille que nous venons de présenter.

Soit une batterie avec les conditions initiales suivantes :

- $C_{ref} = C_{10} = 100Ah$
- $I_{dref} = 10A$
- $Q_{bat}(t_0) = 100Ah$ (quantité de charge initiale)

On effectue sur cet accumulateur le cycle de décharge suivant :

1) $I_d = 10A$ pendant 1h

Suivie de

2) $I_d = 80A$ pendant 10min

- Calcul à capacité de référence fixe :

La quantité de charge déchargée vaut :

$$|Q_{bat}(t)| = 10A \times 1h + 80A \times 10/60 h = 23.3 Ah \quad (2.22)$$

Et l'état de charge est de :

$$SOC(t) = \frac{Q_{bat}(t_0) + Q_{bat}(t)}{C_{ref}(t_0)} = \frac{100 - 23.3}{100} = 0.767 \quad (2.23)$$

L'état de charge final calculé est de 76.7%. On remarque bien qu'avec un calcul à capacité de référence fixe, la variation de la capacité en fonction du courant de décharge n'est pas prise en compte. La décharge à 80A doit avoir un impact beaucoup plus fort et aboutir à un état de charge

plus faible. Ce modèle ne prend pas en compte la dynamique des courant et n'est pas adapté à des conditions de cyclage irrégulières.

- Calcul à capacité de référence variable [GER-02] :

La quantité de charge déchargée est identique à celle du calcul à capacité de référence fixe, c'est-à-dire 23.3 Ah.

Cette fois, on calcule les capacités de références correspondant aux courants de décharge avec la relation de Peukert (2.5). On obtient alors :

Pour $I_d = 8A$ on conserve $C_{bat1} = 100Ah$ car c'est le courant de référence.

Pour $I_d = 80A$ nous utilisons le Tableau 2.III pour déterminer le coefficient de Peukert (ici $I_{bat} > I_{dref}/20$ donc $n = 1.5$). On obtient alors :

$$C_{bat\ 2} = C_{ref} \times \left(\frac{I_{ref}}{I_y} \right)^{n-1} = 100 \times \left(\frac{10}{80} \right)^{1.5-1} = 35.3 Ah \quad (2.24)$$

Le calcul de l'état de charge devient alors laborieux puisque l'on a deux capacités de références. Laquelle choisir pour faire le calcul ? Faut il calculer l'état de charge à la fin de la 1^{er} décharge ($I_d = 8A$) avec la capacité de référence C_{bat1} , puis calculer à nouveau l'état de charge après la deuxième décharge avec C_{bat2} ? Dans ce cas, quelle quantité de charge initiale utiliser dans le calcul de la deuxième décharge ? Doit-on se référer à la capacité de référence de 100Ah ou de 35.3Ah ? Dans tous les cas, la méthode entraîne des discontinuités dans le calcul de l'état de charge qui peuvent être problématiques pour l'algorithme de gestion d'énergie.

Une solution à cette discontinuité est d'utiliser un courant moyen de décharge, et donc d'obtenir une seule capacité de référence correspond au courant moyen. Dans notre exemple, nous trouvons :

$$\overline{I_d} = \frac{10 \times 1 + 80 \times \frac{10}{60}}{1 + \frac{10}{60}} = 20 A \quad (2.25)$$

La capacité de référence correspondante et l'état de charge sont donc :

$$\overline{C_{bat}} = 100 \times \left(\frac{20}{80} \right)^{1.5-1} = 50 Ah \quad (2.26)$$

$$SOC(t) = \frac{Q_{bat}(t_0) + Q_{bat}(t)}{C_{ref}(t_0)} = \frac{50 - 23.3}{50} = 0.534 \quad (2.27)$$

On trouve alors un état de charge de 53.4%. Le reproche que l'on peut faire à cette méthode est que le courant de décharge moyen ne permet pas de prendre en compte les conditions dynamiques de fonctionnement de l'accumulateur. En effet, une décharge de 1h10 à un courant de 20A n'a pas les mêmes effets qu'une décharge de 8A pendant 1h suivie d'une décharge de 80A pendant 10min. Ce modèle n'est donc pas adapté à des conditions de cyclage irrégulières.

- Modèle proposé :

La capacité de référence reste fixe :

$$C_{bat} = 100Ah.$$

Nous utilisons le coefficient d'équivalence « α » pour calculer la quantité de charge déchargée en fonction du courant de décharge.

Pour $I_d = 8A$ on a :

$\alpha_1 = 1$ car c'est le courant de référence et donc :

$$|Q_{bat1}(t)| = \alpha_1 \times 10A \times 1h = 1 \times 10A \times 1h = 10 Ah = 10 Ah \quad (2.28)$$

Pour $I_d = 80A$ on a :

$$\alpha_2 = \left(\frac{|I_d|}{|I_{d_{ref}}|} \right)^{n-1} = \left(\frac{80}{10} \right)^{1.5-1} = 2.82 \quad (2.29)$$

$$|Q_{bat2}(t)| = \alpha_2 \times 80A \times 10/60 h = 2.82 \times 80 \hat{=} 10/60 = 37.6 Ah \quad (2.30)$$

Donc

$$|Q_{bat}(t)| = 10 + 37.6 Ah = 47.6Ah \quad (2.31)$$

Et on obtient l'état de charge suivant :

$$SOC(t) = \frac{Q_{bat}(t_0) + Q_{bat}(t)}{C_{ref}(t_0)} = \frac{100 - 47.6}{100} = 0.524 \quad (2.32)$$

On obtient un état de charge de 52.4%. Avec la méthode proposée, nous pouvons prendre en compte les conditions dynamiques du courant sans introduire de discontinuités dans le calcul de l'état de charge. Pour cela, nous considérons cette méthode comme la plus adaptée à des conditions de cyclage irrégulières

c) État de santé (*SOH pour State Of Health*)

Nous proposons maintenant de modéliser l'état de santé des batteries au Plomb, qui est un paramètre influent sur le choix de la stratégie de gestion. On définit le vieillissement d'un accumulateur comme la baisse de ses performances (essentiellement « C_{ref} » et « V^0 ») en fonction de son utilisation. Comme nous l'avons souligné dans les caractéristiques des batteries au Plomb, le vieillissement dépend principalement du régime de fonctionnement, du nombre de cycles et de la profondeur de décharge de chaque cycle. Le calcul généralement utilisé, caractérisé par le nombre de cycles équivalents « *EFC* » (équation (2.7)), permet d'estimer la durée de vie d'un accumulateur (en nombre de cycles), mais ne fournit aucune information sur l'évolution des ces performances. Afin de prendre en compte le vieillissement dans le choix de la stratégie de gestion, nous avons besoin d'estimer les performances au fur et à mesure du fonctionnement. On propose donc d'intégrer le paramètre état de santé « *SOH* », qui traduit le vieillissement et les nouvelles performances à chaque instant. Notre modèle se base sur la définition de l'état de santé de l'équation (2.16), rappelé ci-dessous.

$$SOH(t_k) = \frac{C_{ref}(t_k)}{C_{ref}(t_0)} \quad (2.33)$$

Dans notre cas, on considère le vieillissement comme une perte de capacité de stockage, c'est-à-dire une réduction de la capacité de référence initiale « $C_{ref}(t_0)$ ». L'état de santé est alors défini comme le rapport entre la nouvelle capacité après le calcul de vieillissement « $C_{ref}(t_k)$ » et la capacité de référence initiale « $C_{ref}(t_0)$ ». On propose donc un modèle de perte de capacité en fonction des conditions de fonctionnement, basé sur des résultats expérimentaux réalisés à INES dans le laboratoire des systèmes solaire [LEM-08]. La procédure de test est un vieillissement accéléré d'un facteur 10, avec un profil de charges et de décharges correspondant à la norme IEC 61427. L'évolution de l'état de charge correspondant à la norme IEC 61427 est schématisée sur la Figure 2.9. Le nombre de batteries testées pour chaque technologie est indiqué dans le Tableau 2.V.

L'objectif des tests réalisés à INES était de mesurer la perte de capacité des accumulateurs en fonction du nombre de cycles équivalents à pleine charge « *EFC* » qu'ils ont subis. Le nombre de cycles équivalents à pleine charge est calculé avec l'équation (2.7). On observe sur la Figure 2.9 les résultats (adaptés par rapport à la capacité de référence mesurée) pour plusieurs accumulateurs identiques de technologie Plomb. On remarque une disparité des résultats qui fait ressortir la difficulté à établir un modèle général de vieillissement. Dans notre cas, on définit une zone de vieillissement autour des courbes mesurées pour ensuite établir une relation

mathématique modélisant le vieillissement. Plusieurs études ont montré que la perte de capacité peut être considérée comme linéaire par rapport à la profondeur de décharge [GUO-08] [HUA-06]. On propose donc de modéliser le vieillissement par une relation linéaire en traçant la droite qui passe par le milieu de la zone. La Figure 2.10 présente les zones obtenues et les droites correspondantes pour les différentes technologies d'accumulateurs testées. La perte de capacité est calculée par rapport à la capacité initiale de référence « $C_{ref}(t_0)$ » fournie par le constructeur.

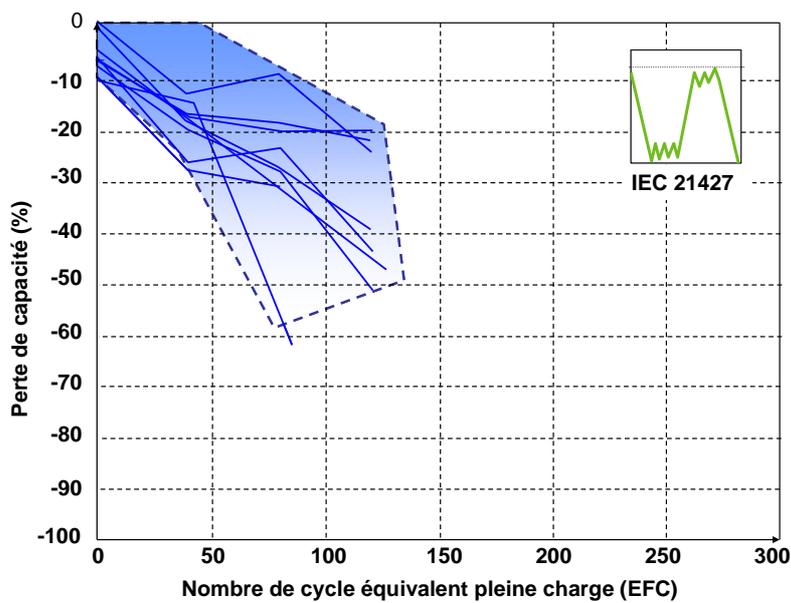


Figure 2.9 : Résultats de tests de vieillissements pour un type d'accumulateurs au Plomb à plaques tubulaires [LEM - 08]

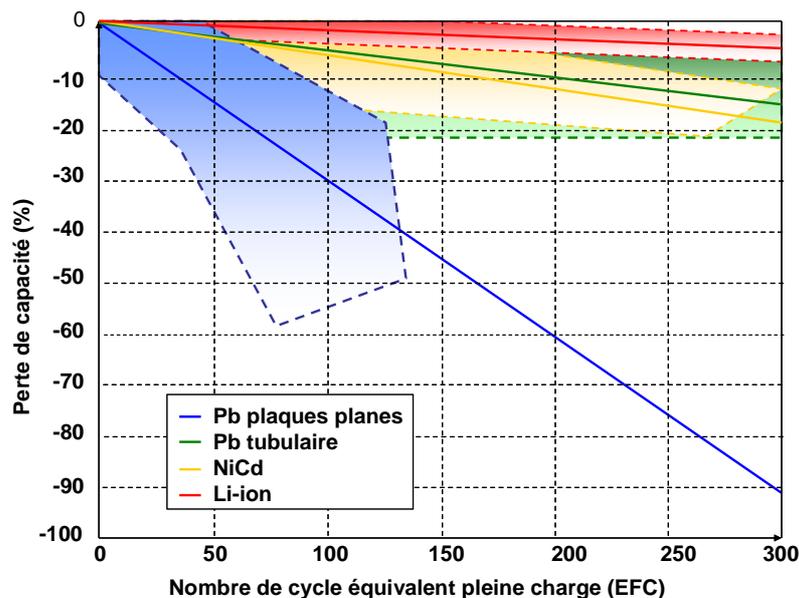


Figure 2.10 Synthèse des résultats de vieillissement pour différentes technologies [LEM-08]

Pour obtenir l'équation linéaire de chaque technologie, on calcule le coefficient directeur de chaque droite qui correspond au coefficient de perte de capacité normalisée. Le Tableau 2.V présente les principaux résultats de [LEM-2008] et le coefficient de perte de capacité « Z » des technologies étudiées.

Tableau 2.V : Pertes de capacité et coefficient Z après 1000 EFC de 4 technologies d'accumulateurs électrochimiques

| Technologies | Nb de batteries testées | Perte de capacité après 100 EFC (%) | Z |
|-------------------|-------------------------|-------------------------------------|-----------------------|
| Pb plaques planes | 8 | 30 | 3×10^{-3} |
| Pb tubulaire | 7 | 5 | 0.5×10^{-3} |
| Ni-Cd | 4 | 6 | 0.6×10^{-3} |
| Li-ion | 8 | 1.7 | 0.17×10^{-3} |

A titre d'exemple, la Figure 2.11 représente la durée de vie des accumulateurs en fonction de la profondeur de décharge, pour chaque technologie présentée dans le Tableau 2.V. Pour cet exemple, les batteries sont considérées hors d'usage après avoir perdue 30% de leur capacité initiale.

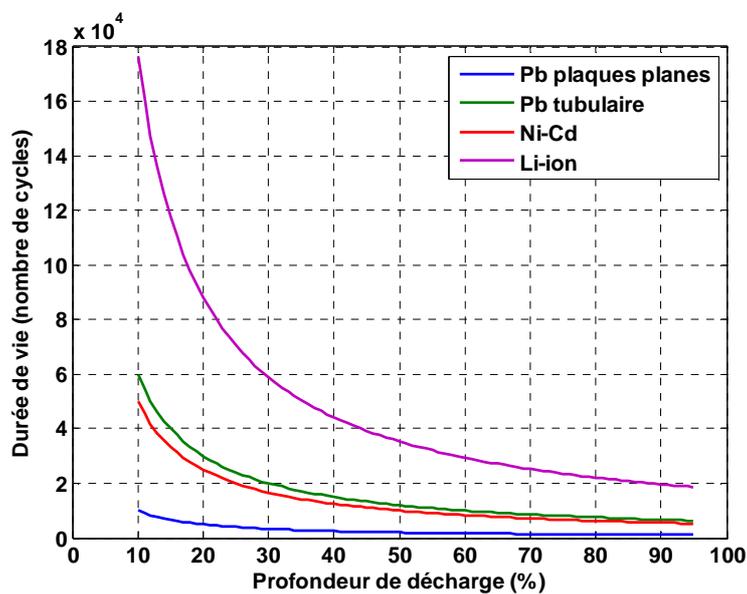


Figure 2.11 : Nombre de cycle pour perdre 30% de la capacité initiale en fonction de DOD pour différentes technologies de stockage électrochimiques

Si l'opération est une décharge, les pertes de capacité sont calculées avec l'équation linéaire (2.35) conformément aux valeurs du Tableau 2.V. Avec l'équation (2.34) on calcule la nouvelle capacité « $C_{ref}(k)$ » que l'on intègre dans l'équation (2.33) pour estimer l'état de santé [DEL-2006].

$$C_{ref}(t_k) = C_{ref}(t_{k-1}) - \Delta C_{ref}(t_{k-1}) \quad (2.34)$$

$$\Delta C_{ref}(t_{k-1}) = C_{ref}(t_0) \times Z \times [SOC(t_{k-1}) - SOC(t_k)] \quad (2.35)$$

Le calcul du vieillissement par les équations (2.34) et (2.35) traduit une baisse des performances par des pertes de capacité de référence, ce qui apparaît dans le calcul de l'état de charge au travers l'équation (2.15). La Figure 2.12 compare la durée de vie (en nombre de cycles) d'un accumulateur au Plomb (plaque plane) en fonction de la profondeur de décharge de chaque décharge, calculée avec le modèle proposé (basé sur les résultats expérimentaux et calculée avec (2.33), (3.34) et (3.35)) et le modèle classique défini par l'équation (2.7). Dans cet exemple, on considère que la batterie doit être remplacée lorsqu'elle a perdu 30% de sa capacité initiale de référence (donc SOH = 70%). On remarque que le modèle proposé, basé sur les mesures expérimentales, estime un vieillissement moins rapide que le calcul classique.

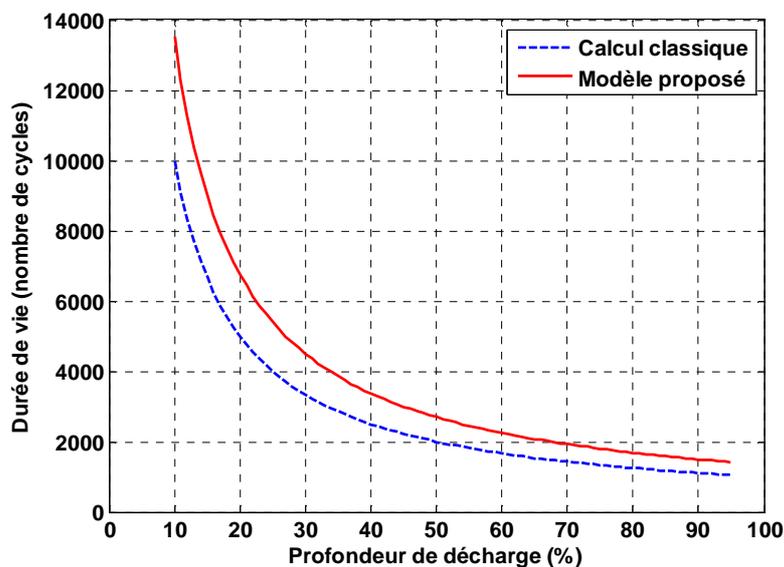


Figure 2.12 : Comparaison de la durée d'une batterie au Plomb à plaques tubulaires entre le calcul classique et le modèle proposé [LIN-02]

2.3 Modélisation comportementale de l'électronique de puissance

Dans notre cas, les convertisseurs sont considérés comme des boîtes noires avec un rendement de conversion qui dépend de la puissance d'entrée. Généralement, les constructeurs fournissent la courbe de rendement du convertisseur en fonction de la puissance de sortie normalisée par rapport à la puissance de sortie nominale. La Figure 2.13 montre la courbe de rendement mesurée sur un onduleur SMA 1100 [SMA-06]. Les mesures ont été effectuées sur le site de l'INES à Chambéry, par M.Vervaart. Le rendement est calculé à partir des mesures de

puissances en entrée et en sortie de l'onduleur. Cette courbe de rendement est utilisée pour calculer le rendement européen « η_{EU} » par la formule (2.36) [VAL-08]. Ce paramètre fait office de référence pour caractériser le rendement d'un convertisseur. Le rendement européen calculé à partir des mesures est égal à 90.3%, tandis que la fiche technique du constructeur indique 91.3%.

$$\eta_{EU} = 0.03 \times \eta_{5\%} + 0.06 \times \eta_{10\%} + 0.13 \times \eta_{20\%} + 0.10 \times \eta_{30\%} + 0.48 \times \eta_{50\%} + 0.2 \times \eta_{100\%} \quad (2.36)$$

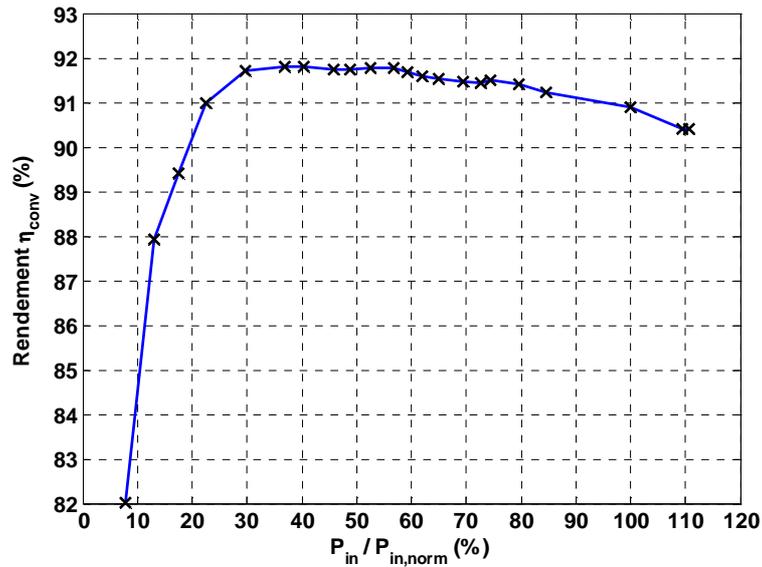


Figure 2.13 : Courbe de rendement d'un onduleur SMA 1100 mesurée sur le site de l'INES

Pour modéliser le rendement du convertisseur, on se base sur le modèle de pertes décrit par l'équation (2.37).

$$Pertes = \Delta In = k_0 + k_1 \times In + k_2 \times In^2 \quad (2.37)$$

Avec « In » l'entrée du convertisseur correspondant à la puissance d'entrée normalisée par rapport à la puissance d'entrée nominale et « ΔIn » les pertes de conversion tel que :

$$In = \frac{P_{in}}{P_{in,nom}} \quad (2.38)$$

Par définition on a :

$$In \times \eta_{conv} = In - \Delta In \quad (2.39)$$

On écrit donc :

$$In \times (1 - \eta_{conv}) = k_0 + k_1 \times In + k_2 \times In^2 \quad (2.40)$$

A partir des données mesurées, on trace la courbe « $I_n \times (1 - \eta_{conv})$ » et on procède à une identification par les moindres carrés pour trouver la valeur des coefficients de l'équation (2.40). Les résultats sont présentés dans le Tableau 2.VI.

Tableau 2.VI : Résultats de l'identification de la courbe de rendement des convertisseurs

| k_0 | k_1 | k_2 |
|--------|-------|-------|
| 0.0094 | 0.043 | 0.04 |

On remplace les coefficients par leurs valeurs dans l'équation (2.40) pour obtenir le modèle de rendement de conversion décrit par l'équation (2.41) :

$$\eta_{conv} = 1 - \frac{1}{I_n} (0.0094 + 0.043 \times I_n + 0.04 \times I_n^2) \quad (2.41)$$

La Figure 2.14 compare la courbe de rendement mesurée avec la courbe modélisée. On obtient une erreur moyenne de 0.17%. Le rendement européen « η_{EU} » calculé à partir de la courbe modélisée est égale à 90.2%.

L'équation (2.41) sera utilisée pour calculer le rendement des trois convertisseurs du système, qui sont le hacheur PV, le convertisseur DC/DC réversible aux bornes des batteries et l'onduleur réversible.

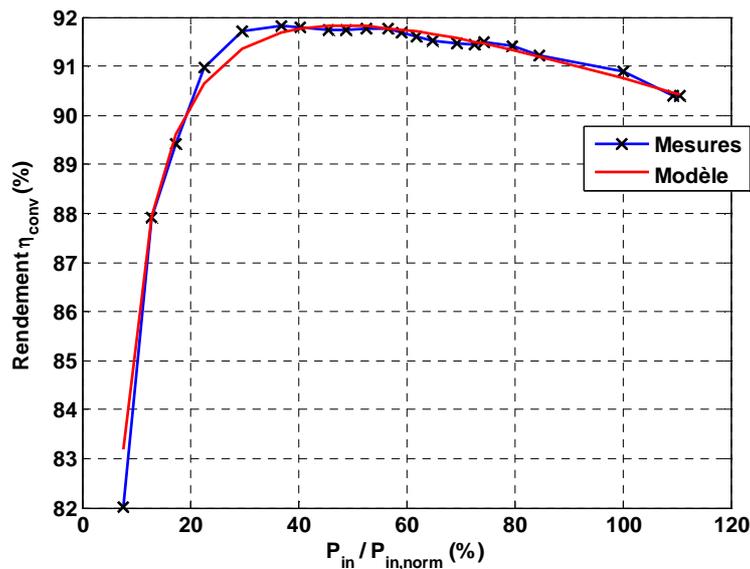


Figure 2.14 : Comparaison du rendement d'un onduleur PV entre les mesures et le modèle proposé

2.4 Méthode de pré dimensionnement

La méthode de dimensionnement que nous présentons a fait l'objet de l'article [VEN-09]. On impose la taille du générateur PV (Puissance crête) de sorte que le dimensionnement ne consiste plus qu'à déterminer la capacité de stockage qui assure le respect des contraintes. Dans notre cas, les contraintes prises en compte pour le dimensionnement concernent la puissance échangée avec le réseau et l'état de charge des batteries tels que :

$$SOC^{min} \leq SOC(t) \leq SOC^{max} \quad (2.42)$$

$$P_{res}^{min} \leq P_{res}(t) \leq P_{res}^{max} \quad (2.43)$$

Le dimensionnement est réalisé par à partir (?) de l'étude de simulations temporelles pour chaque jour de l'année. On considère que l'énergie PV est en priorité utilisée pour alimenter les charges. A partir du profil de consommation et de production PV et en se basant sur l'hypothèse précédente, on calcule la nouvelle puissance échangée avec le réseau pendant chaque journée. Pour chaque jour, on trace la courbe de distribution de la nouvelle puissance échangée avec le réseau et on calcule la quantité d'énergie journalière à fournir par l'élément de stockage pour assurer le respect des contraintes sur « P_{res} ».

La Figure 2.15 montre l'exemple d'une journée simulée avec les paramètres présentés plus loin dans le Tableau 2.VIII et des courbes de consommation et de production PV présentées dans le paragraphe suivant 2.5. La courbe rouge représente la nouvelle puissance échangée avec le réseau sous l'hypothèse que l'énergie PV est en priorité utilisée pour alimenter les charges. Si on fixe P_{res}^{max} à 3kW, on observe qu'une fois le PV utilisé, il ne reste plus qu'une seule période de la journée (entre 2h et 6h) pendant laquelle la puissance échangée avec le réseau est supérieure à la limite imposée. On en déduit alors la puissance maximale journalière est la capacité de stockage nécessaire pour assurer l'écrêtage, conformément aux limites sur l'état de charge et au rendement moyen (calcul (2.52) et (2.53)). La Figure 2.16 montre la distribution de la puissance échangée avec le réseau pour l'exemple présenté. Cette courbe permet d'estimer facilement le pourcentage de temps journalier pendant lequel la puissance dépasse les limites imposées. Dans notre exemple, on dépasse la puissance limite environ 16% du temps journalier, soit environ pendant 3h50. Si on multiplie ce temps par la puissance maximum nécessaire calculée (environ 0.9kW d'après la Figure 2.15), on obtient la quantité d'énergie journalière maximale) à fournir pour assurer l'écrêtage (ici 3.45 kWh). La courbe de distribution peut également être tracée pour l'année, ce qui donne une vision globale plus simple. Lorsque nous réaliserons l'écrêtage de pointe, nous utiliserons les courbes de distribution annuelles pour vérifier rapidement si l'écrêtage est bien assuré toute l'année.

La méthode de dimensionnement est la suivante :

- 1) Simulation temporelle journalière pour obtenir la nouvelle puissance échangée avec le réseau sous l'hypothèse que le PV est en priorité utilisée pour alimenter les charges
- 2) Détermination de la puissance maximum de charge et de décharge des batteries en fonction des contraintes « P_{res}^{min} » et « P_{res}^{max} ».
- 3) Tracé des courbes de distribution journalières de la puissance consommée sur le réseau
- 4) Détermination des quantités d'énergie journalières « Cj_{bat}^{ch} » « Cj_{bat}^{dch} » nécessaires pour assurer le respect des contraintes « P_{res}^{min} » et « P_{res}^{max} ».
- 5) Pour le dimensionnement final, on se base sur les conditions les plus défavorables, c'est dire que l'on choisit la capacité journalière la plus élevée.

Les calculs sont détaillés ci-dessous. Ils sont réalisés pour chaque journée.

Soient « ΔP_{reseau}^{dch} » et « ΔP_{reseau}^{ch} » les puissances de charges et de décharges des batteries nécessaires pour respecter les contraintes sur la puissance échangée avec le réseau. Ces puissances sont calculées avec les équations (2.44) et (2.45).

$$\Delta P_{res}^{dch}(t) = P_{charges}(t) + P_{PV}(t) - P_{res}^{max} \quad (2.44)$$

$$\Delta P_{res}^{dch}(t) = P_{res}^{min} - (P_{charges}(t) + P_{PV}(t)) \quad (2.45)$$

Les puissances maximales à fournir en charge et en décharge sont :

$$P_{max}^{dch}(t) = \max_t \left\{ \Delta P_{res}^{dch}(t) \right\} \quad (2.46)$$

$$P_{max}^{ch}(t) = \max_t \left\{ \Delta P_{res}^{ch}(t) \right\} \quad (2.47)$$

Les énergies journalières sont obtenues par intégration des « ΔP_{res} » sur chaque jour « j » tel que :

$$E_{j=1 \text{ à } 365}^{dch}(j) = \int_{t=0}^{24} \Delta P_{res}^{dch}(j,t) . dt, \quad \Delta P_{res}^{dch}(j,t) > 0 \quad (2.48)$$

$$E_{j=1 \text{ à } 365}^{ch}(j) = \int_{t=0}^{24} \Delta P_{res}^{ch}(j,t) . dt, \quad \Delta P_{res}^{ch}(j,t) > 0 \quad (2.49)$$

L'énergie journalière maximale, pour chacune des limites, est :

$$Ej_{max}^{dch} = \max_j \{ E^{dch}(j) \} \quad (2.50)$$

$$Ej_{max}^{ch} = \max_j \{ E^{ch}(j) \} \quad (2.51)$$

Soit « η_{bat} » le rendement moyen de décharge et de charge des batteries, et « V_{bat}^{moy} » la tension moyenne, considérée constante égale à 12V par batterie. Conformément aux limites sur l'état de charge, les capacités de stockage nécessaires en décharge et en charge sont, en ampère-heure :

$$Cj_{bat}^{dch} = \frac{Ej_{max}^{dch}}{V_{bat}^{moy} \times \eta_{bat} \times (SOC^{max} - SOC^{min})} \quad (2.52)$$

$$Cj_{bat}^{ch} = \frac{Ej_{max}^{ch}}{V_{bat}^{moy} \times \eta_{bat} \times (SOC^{max} - SOC^{min})} \quad (2.53)$$

On choisit la capacité de stockage la plus élevée pour s'assurer de respecter les contraintes même dans le cas le plus défavorable. Compte tenu du besoin de prédictions annuelles pour réaliser le dimensionnement, le résultat doit être interprété comme une estimation et non une valeur exacte. Par conséquent, afin d'assurer le respect des contraintes en conditions réelles (qui seront forcément différentes de celles prédites), nous proposerons de légèrement surdimensionner la capacité des batteries par rapport au résultat de l'étude de dimensionnement.

Dans le cas de l'application à l'écrêtage de pointe, on applique uniquement une limite haute de puissance échangée avec le réseau. Dans ce cas, la méthode de pré-dimensionnement que nous venons de présenter permet de calculer la capacité de stockage nécessaire pour assurer l'écrêtage, et de déterminer les périodes de décharge des batteries. Avec cette méthode, nous n'avons pas calculé les périodes de charge, ni la stratégie appliquée (valeur des puissances et source de charge (PV ou réseau)). Le dimensionnement étant basé sur la quantité d'énergie maximum à fournir pour assurer l'écrêtage conformément aux états de charge limites de la batterie, nous avons donc indirectement supposé que l'accumulateur est toujours pleinement chargé avant chaque décharge. Cette hypothèse est importante car elle suppose une stratégie de gestion en conséquent. Nous verrons dans le chapitre suivant quelle gestion cette hypothèse impose et quelles sont ses limites.

2.5 Application pour l'écrêtage de pointe

On souhaite maintenant appliquer la méthode de dimensionnement pour le système étudié et l'application d'écrêtage de pointe de consommation. Les profils de consommation, d'irradiation et de température ambiante annuels sont présentés sur les Figures 2.18, 2.19 et 2.20. Ces profils serviront de références pour toutes les simulations réalisées pendant cette thèse.

La courbe de consommation est une interpolation de mesures expérimentales qui étaient limitées à une semaine. Les mesures ont été effectuées pendant le mois de février 2009, aux alentours de Chambéry, sur une habitation d'une famille de trois personnes, avec chauffage électrique et une tarification heures pleines / heures creuses. Ces mesures permettent de distinguer la consommation du chauffage par rapport au reste. La surface du bâtiment est de 145 m², avec 2 systèmes de chauffages au sol de 2.5 kW et 3.5 kW, soit 6 kW au total uniquement pour le chauffage. Cette maison n'est pas basse consommation, on considère même qu'elle est plutôt énergétivore. Les données hebdomadaires mesurées sont présentées sur la Figure 2.17.

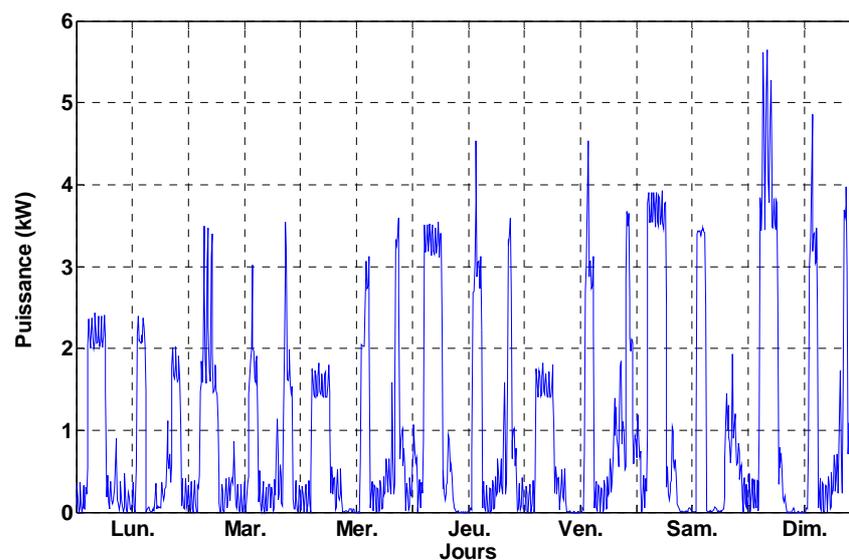


Figure 2.17 : Courbe de consommation mesurée pendant la 1^{ère} semaine de Février 2009

Pour créer un profil annuel, on suppose que la consommation des appareils électriques est identique tout au long de l'année, tandis que celle du chauffage est variable en fonction de la saison. On considère que la puissance maximale de chauffage est atteinte pendant le mois de février. On crée un profil annuel en conservant la forme hebdomadaire de la courbe mesurée, mais en modifiant les valeurs de la partie chauffage en appliquant le coefficient du Tableau 2.VII par rapport à sa puissance maximale. Cette approche peut être améliorée en intégrant les données de l'éclairement saisonnier ou des analyses plus fines de la consommation [SID-03].

Tableau 2.VII : Coefficient de puissance de chauffage utilisé pour obtenir un profil de consommation annuel
(interprétation personnelle)

| | | | | | |
|----------------|---------------|------------------|----------------|-----------------|-----------------|
| Janvier | Févier | Mars | Avril | Mai | Juin |
| 0.9 | 1 | 0.85 | 0.75 | 0.5 | 0.2 |
| Juillet | Août | Septembre | Octobre | Novembre | Décembre |
| 0.05 | 0 | 0.2 | 0.5 | 0.7 | 0.85 |

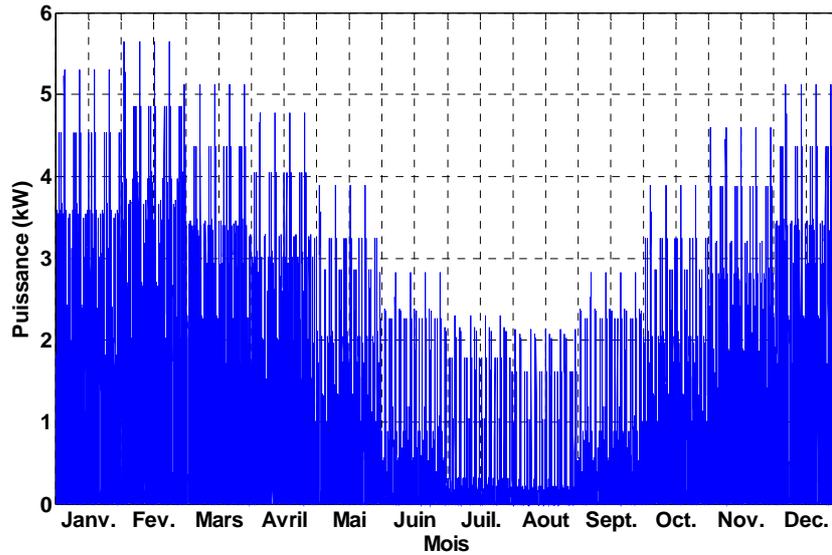


Figure 2.18 : Profil annuel de consommation électrique (données brut moyennées sur 10min)

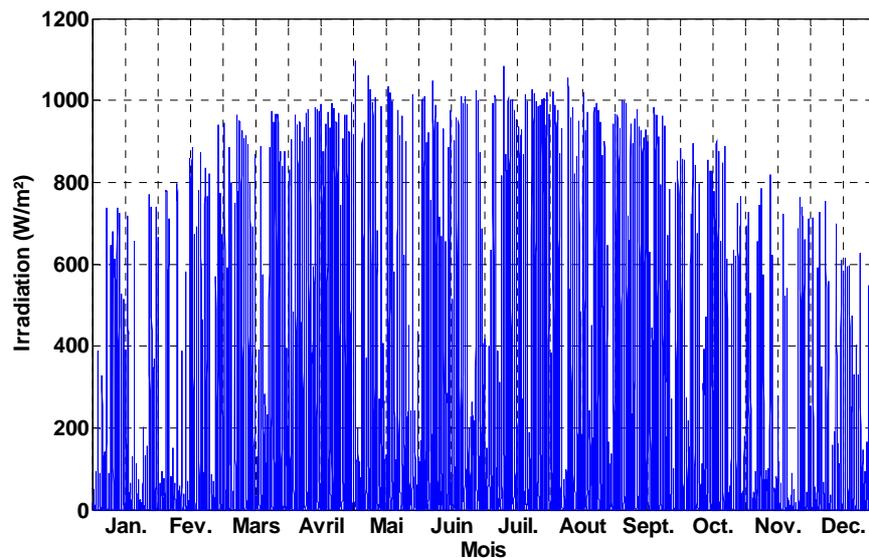


Figure 2.19 : Profil annuel d'irradiation sur le plan du générateur PV (données brut 2007 moyennées sur 10min)

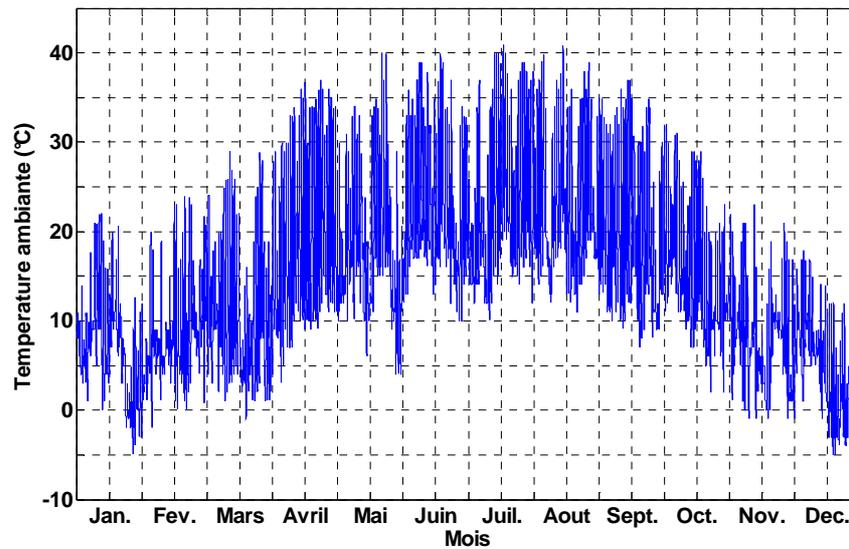


Figure 2.20 : Profil annuel de température ambiante (données brut 2007)

La Figure 2.21 montre la courbe de distribution annuelle de l'énergie échangée avec le réseau, avec et sans générateur PV. On observe que l'on injecte de l'énergie sur le réseau environ 25% du temps, ce qui est élevé par rapport au temps de production du générateur PV. Ce résultat traduit l'important décalage entre la consommation et la production.

On applique le dimensionnement proposé sur une année, avec les profils de consommation, d'irradiation et de températures de référence et les valeurs du Tableau 2.VIII. On ne considère pas de limite basse de puissance échangée avec le réseau, c'est à dire que l'injection d'énergie est autorisée ($P_{\text{res}}^{\text{min}} = -\infty$). Les résultats sont présentés dans le Tableau 2.IX.

Tableau 2.VIII : Valeurs des paramètres du dimensionnement

| | |
|-----------------------------------|--------------------------------|
| $P_{\text{charges}}^{\text{max}}$ | 5.6 kW |
| $P_{\text{pv}}^{\text{crête}}$ | 3 kW |
| $P_{\text{res}}^{\text{max}}$ | 3 kW |
| Techno bat | Pb plaques tubulaires |
| η_{bat} | 0.9 |
| $V_{\text{bat}}^{\text{moy}}$ | 120 V (10 batteries en séries) |
| SOC^{min} | 0.2 |
| SOC^{max} | 0.9 |

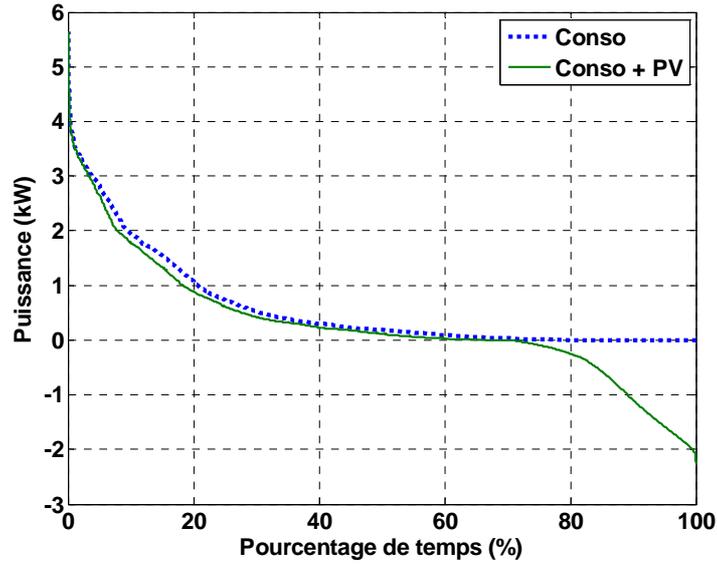


Figure 2.21 : Distribution de l'énergie échangée avec le réseau avec et sans générateur PV pour les profils annuels de références

Tableau 2.IX : Résultats de l'étude de dimensionnement

| | | |
|-------------------------------|-----|----|
| P_{\max}^{dch} | 2.6 | kW |
| $C_{\text{bat}}^{\text{dch}}$ | 72 | Ah |

Comme nous l'avons précisé à la fin de la présentation de l'étude de dimensionnement, on surdimensionne le système de sorte que l'on choisisse une capacité de stockage de 100Ah et une puissance maximale de décharge de 2.7kW.

On caractérise la taille des éléments d'électronique de puissance par leurs puissances nominales et leur puissance maximale. Le dimensionnement des convertisseurs est calculé à partir de la taille du générateur PV avec les relations (2.54) à (2.59).

Soit « P_{convPV}^{\max} » et « $P_{\text{convPV}}^{\text{mom}}$ » la puissance maximale et nominale du convertisseur DC/DC aux bornes du générateur PV :

$$P_{\text{convPV}}^{\max} = P_{\text{PV}}^{\text{crête}} \quad (2.54)$$

$$P_{\text{convPV}}^{\text{mom}} = P_{\text{PV}}^{\text{crête}} \times 0.9 \quad (2.55)$$

Soit « $P_{\text{convBAT}}^{\max}$ » et « $P_{\text{convBAT}}^{\text{mom}}$ » la puissance maximale et nominale du convertisseur DC/DC aux bornes des batteries :

$$P_{\text{convBAT}}^{\max} = P_{\max}^{\text{dch}} \quad (2.56)$$

$$P_{\text{convBAT}}^{\text{mom}} = P_{\max}^{\text{dch}} \times 0.9 \quad (2.57)$$

Soit « $P_{\text{ond}}^{\text{max}}$ » et « $P_{\text{ond}}^{\text{mom}}$ » la puissance maximale et nominale de l'onduleur bidirectionnel :

$$P_{\text{ond}}^{\text{max}} = P_{\text{convPV}}^{\text{max}} + P_{\text{convBAT}}^{\text{max}} \quad (2.58)$$

$$P_{\text{cond}}^{\text{mom}} = P_{\text{ond}}^{\text{max}} \times 0.9 \quad (2.59)$$

On récapitule les caractéristiques de système étudié dans le Tableau 2.X. Nous utiliserons ce dimensionnement pour toutes les prochaines simulations dans la suite de ce document.

Tableau 2.X : Caractéristiques du système étudié pour toute la suite du document

| | |
|-----------------------------------|--------------------------------|
| $P_{\text{charges}}^{\text{max}}$ | 5.6 kW |
| Ppv crête | 3 kW |
| Techno bat | Pb plaques tubulaires |
| $V_{\text{bat}}^{\text{moy}}$ | 120 V (10 batteries en séries) |
| $P_{\text{max}}^{\text{dech}}$ | 2.3 kW |
| C_{bat} | 100 Ah |
| $P_{\text{convPV}}^{\text{max}}$ | 3 kW |
| $P_{\text{convPV}}^{\text{mom}}$ | 2.7 kW |
| $P_{\text{convBAT}}^{\text{max}}$ | 2.3 kW |
| $P_{\text{convBAT}}^{\text{mom}}$ | 2.07 kW |
| $P_{\text{ond}}^{\text{max}}$ | 5.3 kW |
| $P_{\text{ond}}^{\text{mom}}$ | 4.77 kW |

2.6 Conclusion

La plus grande partie de ce chapitre était consacré à la modélisation des composants du système. L'objectif était d'obtenir des modèles comportementaux qui utilisent des paramètres ayant un sens physique que l'on peut obtenir sans passer par une identification expérimentale. Seul le modèle du générateur PV répond à ces critères. Les modèles de la tension aux bornes des batteries et du rendement des convertisseurs ont nécessité une identification. Cela traduit un travail encore important dans le domaine de la modélisation comportementale avec des paramètres facilement accessibles. N'étant pas l'objectif de cette thèse, nous n'avons pu nous permettre de nous engager dans ce travail.

La méthode de dimensionnement que nous avons utilisé correspond à une étude statistique du profil de consommation. Cette méthode permet uniquement de déterminer la capacité de stockage minimum pour assurer l'écrêtage de la consommation, avec ou sans générateur PV. La puissance crête photovoltaïque a été imposée arbitrairement. La méthode de dimensionnement ne permet pas de déterminer le couple optimal « puissance crête PV /capacité de stockage » pour assurer l'écrêtage de la consommation. Le dimensionnement proposé est donc basé sur l'hypothèse forte que les batteries sont toujours pleines avant chaque décharge. L'écrêtage de la consommation avec la capacité calculée n'est donc possible que si la stratégie de gestion vérifie cette hypothèse. Or, nous allons voir que selon les contraintes imposées et l'incertitude sur les paramètres d'entrée, il n'est pas toujours possible d'assurer la pleine charge des batteries avant

chaque décharge. De plus, cette stratégie n'est pas forcément optimale autant du point de vue énergétique que financier.

A partir du modèle comportemental du système et du dimensionnement proposé, nous allons maintenant développer des stratégies de gestion d'énergie. Grâce à la modélisation, il va être possible d'anticiper l'état du système en fonction des données prévisionnelles pour proposer des stratégies optimales selon un critère de performance.

D'une gestion restreinte à une gestion optimale par programmation dynamique

Dans la méthode de pré-dimensionnement du chapitre précédent, nous avons fait l'hypothèse forte sur la stratégie de gestion qui consiste à supposer que les batteries sont toujours pleines avant chaque décharge. Dans ce présent chapitre, nous allons proposer des stratégies de gestion qui vérifient l'hypothèse des batteries pleines avant chaque décharge afin d'assurer la fonction d'écrêtage de pointe.

Dans un premier temps, nous proposerons une gestion dite « restreinte » qui garantit le respect des contraintes imposées mais qui possède des limites que nous exposerons. Ensuite, conformément à l'organisation du système de supervision proposé sur la Figure 1.26, nous allons développer dans ce chapitre les algorithmes de gestion prévisionnelle. A partir des données prévisionnelles considérées connues (i.e pas d'étape d'anticipation) et grâce au modèle du système, nous déterminerons les stratégies de gestion qui garantissent la fonction d'écrêtage de pointe. Nous utiliserons un algorithme d'optimisation par programmation dynamique pour déterminer la gestion optimale.

Les deux méthodes seront comparées en fonction du critère de performance économique. Enfin, nous appliquerons la méthode d'optimisation pour déterminer la stratégie qui optimise l'utilisation de l'énergie PV.

3.1 Problématique de la répartition de l'énergie

3.1.1 Formulation du problème

La Figure 3.1 représente le système étudié introduit dans le chapitre 1. Sur cette figure sont indiqués les flux de puissance possibles, leurs conventions de signe respectives et les composantes du système. On rappelle que les composantes « *SOC* » et « *SOH* » correspondent respectivement à l'état de charge et l'état de santé définies dans le chapitre 2§2.2.

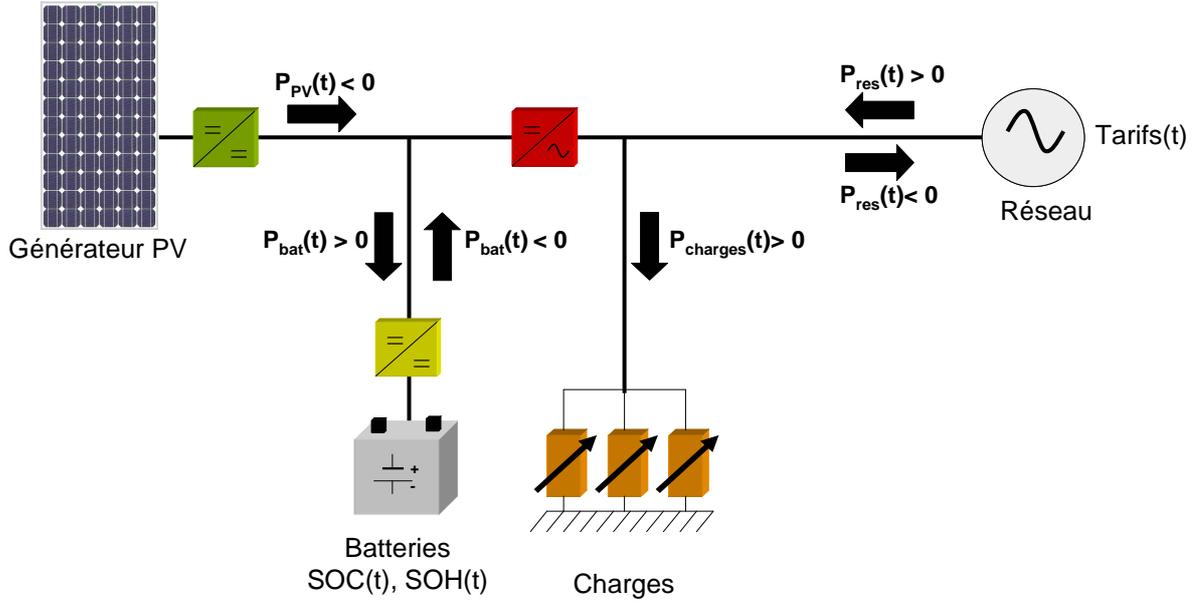


Figure 3.1 : Schéma du système étudié et ses composantes

Le système est formé de cinq composantes de sorte que le vecteur composantes « $V(t)$ » s'écrive :

$$V(t) = \begin{bmatrix} v_1(t) \\ v_2(t) \\ v_3(t) \\ v_4(t) \\ v_5(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{res}(t) \\ P_{bat}(t) \\ P_{PV}(t) \\ P_{charges}(t) \\ Tarifs(t) \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Les composantes « V_3 », « V_4 » et « V_5 » sont des données d'entrée imposées, sur lesquelles nous n'avons aucun contrôle. Cela signifie que l'on prend l'hypothèse que la production PV (i.e son point de fonctionnement) et que les charges ne sont pas pilotées. La puissance réseau « $P_{res}(t)$ » et la puissance des batteries « $P_{bat}(t)$ » sont les inconnues à déterminer en fonction de l'état du système. À chaque instant, l'état du système est caractérisé par son vecteur d'état « $X(t)$ », formé de cinq composantes telles que :

$$X(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ x_3(t) \\ x_4(t) \\ x_5(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} SOC(t) \\ SOH(t) \\ P_{PV}(t) \\ P_{charges}(t) \\ Tarifs(t) \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

L'état de charge et l'état de santé des batteries dépendent du courant qui y transite. Ces deux composantes sont calculées avec les équations (2.14) à (2.27) Conformément à la convention de signe, les lois de la physique imposent l'équilibre des puissances à chaque instant tel que :

$$P_{res}(t) = P_{PV}(t) + P_{bat}(t) + P_{charges}(t) \quad (3.3)$$

La puissance réseau est déterminée explicitement par l'équation (3.3) à partir de la puissance des batteries, ce qui fait de cette dernière la seule inconnue. La composante « $P_{bat}(t)$ » est calculée à partir de la tension aux bornes de la batterie « V_{bat} » et du courant « I_{bat} » qui y transite par la relation (3.4).

$$P_{bat}(t) = I_{bat}(t) \times V_{bat}(t) \quad (3.4)$$

Puisque les batteries imposent la tension à leurs bornes, l'inconnue est le courant qui y transite. Le courant « $I_{bat}(t)$ » est donc la variable de commande (ou de décision) du système. Il permet de faire passer le système d'un état à un autre, et de trouver la valeur de l'autre variable « $P_{rés}(t)$ ». Le vecteur commande « $U(t)$ » s'écrit alors :

$$U(t) = [I_{bat}(t)] \quad (3.5)$$

L'équation (3.3) est la première contrainte imposée, que nous formulons par la relation (3.6). Les autres contraintes du problème de répartition de l'énergie sont exprimées par les équations (3.7) à (3.10).

$$P_{PV}(t) + P_{bat}(t) + P_{charges}(t) - P_{res}(t) = 0 \quad (3.6)$$

$$SOC^{min} \leq SOC(t) \leq SOC^{max} \quad (3.7)$$

$$SOH(t) \geq SOH^{min} \quad (3.8)$$

$$P_{bat}^{min} \leq P_{bat}(t) \leq P_{bat}^{max} \quad (3.9)$$

$$P_{res}^{min} \leq P_{res}(t) \leq P_{res}^{max} \quad (3.10)$$

En imposant des bornes sur la puissance échangée avec le réseau « $P_{res}(t)$ » par la contrainte (3.10), on souhaite écrêter la courbe de consommation. Les contraintes (3.7), (3.8), (3.9), respectivement sur l'état de charge, l'état de santé et la puissance des batteries, sont des contraintes physiques. On considère que le système ne peut pas fonctionner si elles ne sont pas vérifiées, donc les solutions correspondant au dépassement de ces contraintes sont éliminées. On impose une limite de puissance de charge des batteries car le modèle d'état de charge ne prend

pas en compte de la puissance (le rendement de charge β ne dépend que de l'état de charge SOC). Sans contrainte et conformément au modèle d'état de charge, il serait possible de charger complètement les batteries en quelques secondes avec une puissance très élevées, alors que cela n'est pas réaliste. En pratique, le rendement de charge dépend de la puissance et du courant de charge. La limite de puissance de charge permet donc de « compenser » cette faiblesse du modèle que nous utilisons. Les contraintes physiques sont prioritaires face aux contraintes d'ordre économique, telles que celles imposées sur la puissance réseau (3.10). Les contraintes sur la puissance échangée avec le réseau ne sont pas nécessairement strictes, c'est-à-dire que le système peut fonctionner même si elles ne sont pas vérifiées. Dans le cas d'une optimisation, on impose un coût de pénalité sur le critère de performance lors du non respect de cette contrainte. Dans ce cas, la solution est pénalisée mais n'est pas éliminée.

Le bilan de puissance (3.6), qui doit être vérifié sur le bus DC, doit tenir compte du rendement de chaque convertisseur que nous n'avons pas introduit explicitement dans l'équation afin de simplifier la formulation du problème. Conformément au schéma de la Figure 3.1 les valeurs de la puissance PV (« P_{PV} ») et de la puissance batteries (« P_{bat} ») incluent déjà le rendement des convertisseurs DC/DC. Le calcul doit donc tenir compte uniquement du rendement du convertisseur DC/AC qui dépend de la puissance qui y transite (hypothèse que le rendement est identique dans les 2 sens de conversion). On obtient la relation explicite d'équilibre par la démarche suivante :

Soit la puissance sur le bus DC définie telle que :

$$P_{DC}(t) = P_{PV}(t) + P_{bat}(t) \quad (3.11)$$

Selon la convention de signe de la Figure 3.1, on distingue deux situations :

1) $P_{DC}(t) < 0$

$$P_{res}(t) = [P_{DC}(t) \times \eta_{DCAC}(P_{DC}(t))] + P_{charges}(t) \quad (3.12)$$

$$\Leftrightarrow [P_{PV}(t) + P_{bat}(t)] \times \eta_{DCAC} + P_{charges}(t) - P_{res}(t) = 0 \quad (3.13)$$

2) $P_{DC}(t) \geq 0$

$$P_{res}(t) = \frac{P_{DC}(t)}{\eta_{ACDC}(P_{DC}(t))} + P_{charges}(t) \quad (3.14)$$

$$\Leftrightarrow \frac{P_{PV}(t) + P_{bat}(t)}{\eta_{ACDC}} + P_{charges}(t) - P_{res}(t) = 0 \quad (3.15)$$

Avec η_{DCAC} et η_{ACDC} les rendements de conversion, respectivement, de DC en AC et de AC en DC, obtenu par le calcul (2.33) présentés dans le chapitre 2§2.3.

Ainsi, la contrainte (3.6) d'équilibre des puissances s'exprime par les deux équations (3.13) et (3.15) en fonction du bilan de puissance sur le bus DC. On obtient alors une contrainte sous forme discontinue et non linéaire (au travers du calcul des rendements de conversion).

3.2 Application d'une gestion restreinte

Dans un premier temps, nous proposons une gestion dite « restreinte », c'est-à-dire qui est basée sur des règles pré définies. Le mode de fonctionnement est imposé en fonction de la valeur de la puissance photovoltaïque et de la consommation. Cette gestion est dite « restreinte » car elle ne prend pas en compte l'état de santé des batteries « SOH » dans les règles prédéfinies.

Le principe de la gestion restreinte est basé sur les trois principales règles suivantes :

- 1) L'énergie photovoltaïque est en priorité utilisée pour alimenter les charges
- 2) Les batteries sont déchargées uniquement pour assurer la fonction d'écrêtage de pointe quand le PV n'est pas suffisant.
- 3) Les batteries sont rechargées dès que possible avec la source disponible (PV ou réseau)

La dernière règle est la plus contraignante mais est nécessaire pour assurer que les batteries soient pleines avant chaque décharge. En effet, comme nous n'avons aucune information sur l'avenir (ni pour les périodes de décharge, ni pour les périodes de production PV), nous devons utiliser la moindre occasion pour charger les batteries. Nous sommes ainsi sûrs qu'elles contiendront assez d'énergie pour la prochaine décharge qui n'est pas anticipée.

L'organigramme de la gestion restreinte proposée est présenté sur la Figure 3.2. La démarche est la suivante :

- 1) Proposition de la valeur de la puissance réseau en fonction de la puissance des charges et de la production photovoltaïque.
- 2) Calcul de la puissance batterie correspondant par le bilan de puissance (3.13) et (3.15).
- 3) Vérification du respect des contraintes sur la puissance batterie et l'état de charge.
 - Si les contraintes sont vérifiées :
 - 4) Alors on applique la puissance batteries en imposant la consigne de courant correspondante.
 - Si les contraintes ne sont pas vérifiées :

- 5) Alors calcul de la nouvelle puissance réseau correspondante par le bilan de puissance (3.13) et (3.15).
- 6) Vérification du respect des contraintes sur la nouvelle puissance réseau. Si les contraintes sur la puissance réseau ne sont pas vérifiées, alors il n'est pas possible de respecter les contraintes avec ce système de gestion. Le système est sous-dimensionné.

On applique cette gestion sur le système étudié avec le dimensionnement du Tableau 2.X et les profils de consommation, d'irradiation et de température ambiante présentés dans le chapitre 2§2.5. Le Tableau 3.I rappelle les caractéristiques du système, y compris le dimensionnement. Les paramètres de la simulation sont donnés dans le Tableau 3.II. On considère une restriction des subventions de l'énergie PV de sorte que le tarif d'achat soit égal au tarif de l'électricité sur le réseau (« *FiT* » = « *EgP* »).

Tableau 3.I : Caractéristique du système étudié

| | |
|--|-----------------------|
| P_{charges}^{max} | 5.6 kW |
| P_{PV crête} | 3 kW |
| Techno PV | Si poly cristallin |
| Coût inv PV | 5000 €/kWc |
| C_{bat}(0) | 100 Ah |
| SOC(0) | 90 % |
| Nb bat série | 10 |
| Nb branches parallèles | 1 |
| Techno Bat | Pb plaques tubulaires |
| Coût inv bat | 200 €/kWh |

Tableau 3.II : Paramètres de la simulation avec la gestion restreinte

| Contraintes et pas de simulation | |
|--|--------------|
| P_{reseau}^{max} / P_{reseau}^{min} | 3 / -∞ kW |
| P_{max}^{ch} / P_{max}^{dch} | 2.5 / 2.7 kW |
| SOC^{min} / SOC^{max} | 0.2 / 0.9 |
| SOH^{min} | 0.7 |
| Pas de simu Δt | 10 min |
| Contexte économique | |
| EgP (constant) | 0.11 €/kWh |
| FiT (constant = EgP) | 0.11 €/kWh |

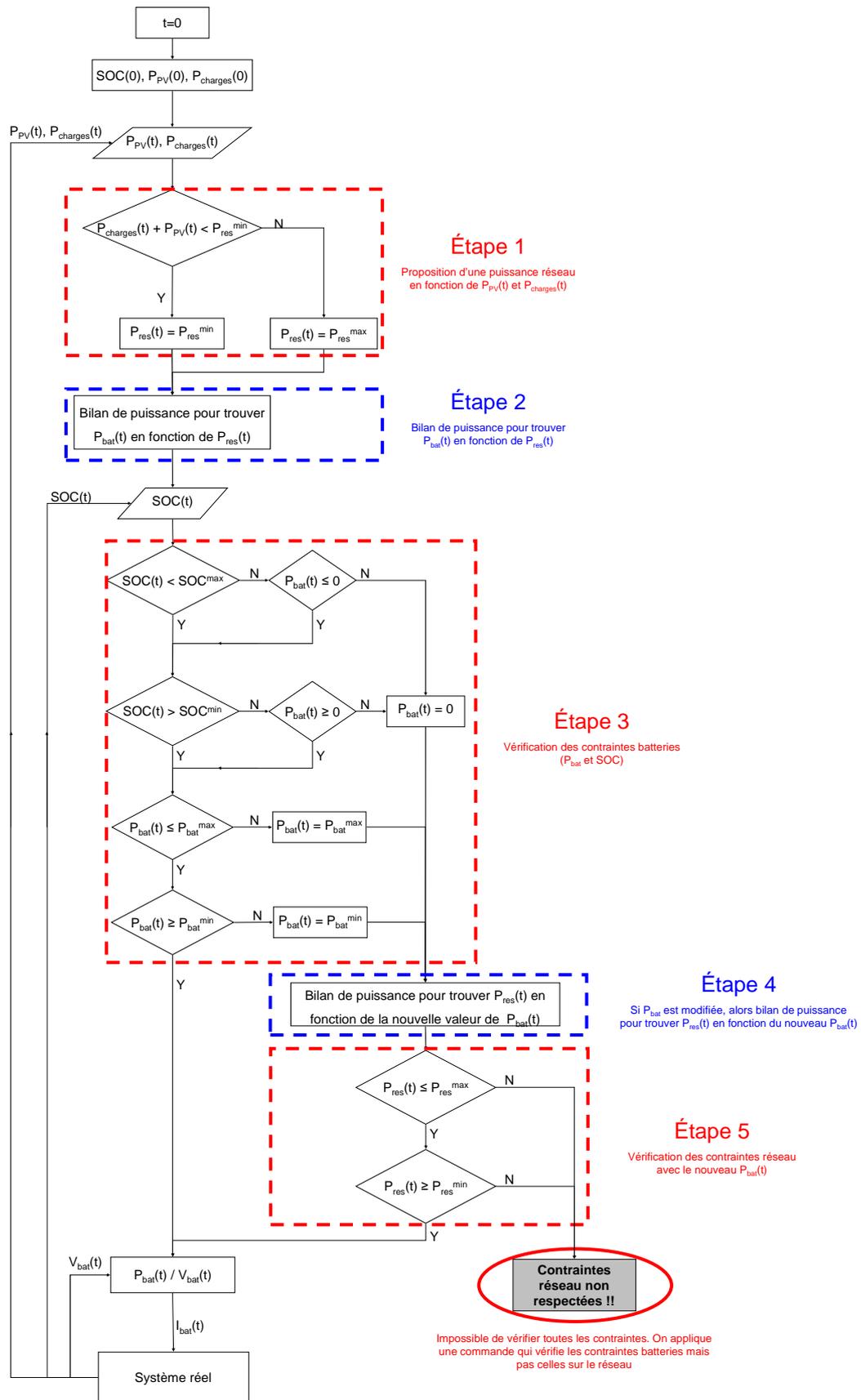


Figure 3.2 : Organigramme de l'algorithme de gestion restreinte

La Figure 3.3 montre la nouvelle courbe de distribution obtenue avec la gestion restreinte. On remarque que l'application d'écrêtage de la consommation à 3 kW est satisfaite. La Figure 3.4 montre une simulation temporelle réalisée sur la journée exemplaire du 22 février 2007. Sur cette figure sont tracés les profils de consommation, de production PV, de puissance échangée avec le réseau en présence du stockage, et de la puissance échangée avec les batteries. Cette figure nous permet d'analyser la stratégie de gestion appliquée conformément aux trois principales règles prédéfinies

On remarque que l'énergie PV est bien utilisée en priorité pour alimenter les charges car la production seule suffit pour écrêter le pic de consommation entre 13h et 15h sans avoir recours aux batteries. Les batteries sont déchargées uniquement pour assurer la fonction d'écrêtage quand la production n'est pas suffisante, entre 2h et 6h dans notre exemple.

Conformément à la règle prédéfinie, les batteries sont rechargées dès que possible avec la source disponible. Dans notre exemple, cela intervient juste après la décharge entre 6h et 9h. Avec cette stratégie, on remarque que la principale source de charge est le réseau électrique. La production PV, qui serait suffisante pour assurer la recharge complète, est en grande partie injectée sur le réseau. Notre objectif étant de réaliser l'écrêtage avec de l'énergie d'origine renouvelable, on considère qu'avec la gestion restreinte l'énergie photovoltaïque n'est pas valorisée. De plus, il n'est pas possible de contrôler l'état de charge des batteries, ce qui pourrait s'avérer utile pour optimiser le point de fonctionnement des accumulateurs et pour maîtriser la quantité d'énergie initiale dans les batteries en début de chaque journée. Enfin, si on ajoute une contrainte, par exemple une limite sur la puissance injectée « P_{res}^{min} », la stratégie « charge des batteries dès que possible » n'est plus adaptée et n'assure pas le respect de la limite basse supplémentaire. Il faut alors établir d'autres règles, ce qui devient très laborieux.

Malgré tous ces reproches, nous en concluons que tant qu'il n'y a pas de prédictions sur le profil de consommation et la production PV, la stratégie de charge de la gestion restreinte est la seule qui assure que les batteries contiennent assez d'énergie pour la prochaine décharge afin de garantir l'écrêtage de pointe.

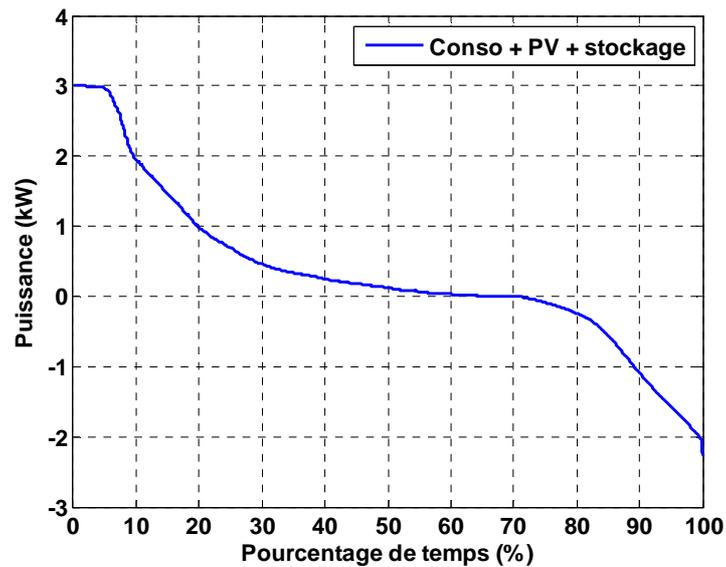


Figure 3.3 : Courbe de distribution annuelle de la puissance échangée avec le réseau avec un système de stockage et la gestion restreinte

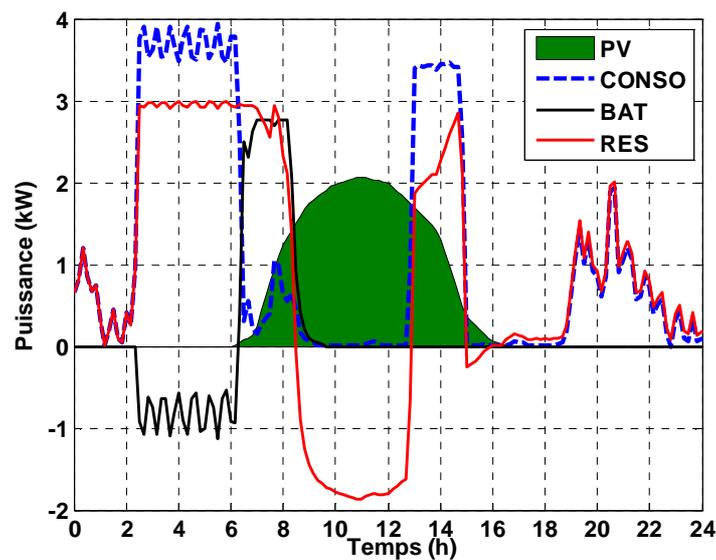


Figure 3.4 : Profils journalier des puissances dans le système avec la gestion restreinte pour une journée exemplaire (22 Février 2007)

Cette gestion est dite « restreinte » à cause des points suivants :

- Pas de prise en compte de l'état de santé (SOH)
- L'énergie PV n'est pas valorisée
- Pas de contrôle de l'état de charge (Aucun degré de liberté)
- Pas adapté s'il y a trop de contraintes (« P_{res}^{min} » et « P_{res}^{min} »)

La gestion basée sur des règles pré définies est adaptée aux problèmes à un seul objectif avec des contraintes strictes qui suppriment tous degrés de liberté. Les systèmes autonomes sont un bon exemple des cas pour lesquels la gestion restreinte est adaptée.

Suite à ces conclusions et conformément à la structure du système de gestion proposée dans le chapitre 1, nous allons proposer une gestion basée sur des prédictions de la consommation et de la production photovoltaïque. A partir de ces informations, nous allons calculer la stratégie de gestion optimale conformément à un objectif. Nous allons voir comment définir l'objectif pour obtenir une stratégie de gestion qui optimise l'utilisation de l'énergie PV pour l'écrêtage de pointe. L'objectif sera exprimé en termes économiques, ce qui va permettre de prendre en compte le coût de vieillissement des batteries qui est l'un des paramètres les plus importants dans le calcul d'une stratégie optimale. Dans ce cas, les tarifs de l'électricité sur le réseau (vente et injection) seront également considérés. Avant de proposer un algorithme de gestion, nous allons maintenant étudier les méthodes d'optimisation qui sont plus adaptées à nos besoins.

3.3 Outils d'optimisation

3.3.1 Définitions

Soit un système électrique composé de une ou plusieurs sources de production et de consommation d'énergie, avec « $X(t)$ » le vecteur d'état du système formé des composantes du système, « $U(t)$ » le vecteur commande qui agit sur l'état et que l'on peut choisir, et $\{Ex\}$ l'espace non contraint des valeurs des composantes tel que:

$$X(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ \vdots \\ x_i(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{bmatrix} \text{ tel que } \forall « i » \in [1, n], x_i(t) \in \{Ex\} \quad (3.16)$$

$$U(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ \vdots \\ u_i(t) \\ \vdots \\ u_n(t) \end{bmatrix} \text{ que l'on peut choisir pour modifier « } X(t) \text{ »} \quad (3.17)$$

Par définition, les relations entre les commandes (composantes du vecteur « $U(t)$ ») et l'état du système sont les équations d'états. Le système est contraint si au moins une des valeurs des composantes qui forment le vecteur d'état est restreinte à une partie $\{Cx_i\}$ de l'espace $\{Ex\}$, c'est-à-dire [HIR-96] :

$$\begin{aligned} & \text{Système contraint si et seulement si} \\ & \exists « i » \in [1, n] \text{ tel que } x_i(t) \in \{Cx_i\} \subset \{Ex\} \end{aligned} \quad (3.18)$$

L'espace $\{Cx\}$ est l'ensemble des solutions admissibles, défini par des contraintes sous formes d'égalités et/ou d'inégalités à respecter, et/ou de bornes à ne pas dépasser [HIR-96] [MAN-04]. Remarquons que le vecteur commande peut aussi être contraint, ce qui ajoute un degré de complexité au problème.

Soit « $J(t)$ » l'indice de performance du système, alors le problème d'optimisation se présente sous la forme générale suivante [HIR-96] [MAN-04] :

$$\underset{X}{Min} \text{ (ou } \underset{X}{Max}) J(X)$$

sous la condition que

$$X \in \{C_X\} \subset \{E_X\}$$
(3.19)

Si l'ensemble $\{C_X\}$ correspond à l'espace $\{E_X\}$ tout entier, on parle d'optimisation sans contrainte, sinon on parle d'optimisation sous contraintes. Dans notre cas, on propose la définition suivante de l'optimisation dans un système électrique multi sources et multi charges [CNR-09] [HIR-96] [MAN-04] [WOO-65] :

Le problème d'optimisation consiste ici à déterminer les commandes qui assurent la minimisation (ou la maximisation) d'un indice de performance « $J(X)$ » tout en respectant les contraintes imposées (tant qu'elles existent).

Suivant la nature ou la forme mathématique des éléments du modèle, le problème d'optimisation est plus ou moins simple à résoudre [MAN-04]. Les éléments à prendre en compte sont :

- La nature des variables et des composantes (continues ou discrètes)
- La nature des contraintes (linéaires, non linéaires, quadratiques...)
- La nature de l'indice de performance (linéaire, non linéaire, quadratique, convexe, bijective...)

On distingue deux situations, en fonction de la nature de l'indice de performance :

- Optimisation en contexte statique : l'indice de performance « $J(X)$ » ne dépend que des valeurs des variables à un instant donné. On souhaite optimiser l'indice pour cet instant. Dans ce cas, il s'écrit « $J(t)$ ». Dans ce cas, « X » contient uniquement des variables représentant des phénomènes différents pendant un instant donné.
- Optimisation en contexte dynamique : Dans ce cas, « X » contient des variables représentant un même phénomène à des instants différents. On souhaite optimiser l'indice de performance « $J(X)$ » sur toute une période.

La dynamique d'un phénomène est représentée par plusieurs variables. Dans ce contexte, le nombre de variables devient bien plus important qu'en statique, ce qui complexifie le problème et sa résolution.

Dans le cas d'une optimisation en contexte dynamique, nous dirons que l'avenir est connu et certain si l'on connaît formellement la valeur de toutes les variables à tous les instants. Si on ne connaît pas la valeur de toutes les variables, on dit que l'avenir est inconnu ou incertain (même

si on connaît la valeur de certaines variables). On distingue alors deux types d'optimisations selon la connaissance de l'avenir :

- Avenir connu et certain : connaissant parfaitement l'évolution des variables, on calcule à l'avance la solution optimale à appliquer (solution prévisionnelle). Nous parlerons d'*optimisation prévisionnelle*.
- Avenir inconnu ou incertain : dans ce cas, il convient de déterminer la solution optimale à appliquer à chaque instant en fonction de l'état du système au temps présent. On parlera d'*optimisation réactive*. Il y a différents moyens de réaliser une optimisation réactive, comme par exemple calculer une nouvelle solution optimale à chaque instant ou bien réajuster une solution prévisionnelle en fonction de l'écart entre les prévisions et les valeurs réelles des variables.

Il existe de nombreuses méthodes de résolution des problèmes d'optimisation, dont le choix dépend de la nature des paramètres du problème [MAN-04]. Pour l'exemple du véhicule électrique hybride (VEH), qui est assez représentatif des problèmes rencontrés en gestion et optimisation de l'énergie, on trouve une littérature abondante qui propose différentes solutions [KES-08] [KES-07] [CER-08] [GON-08] [LAN-05] [WON-05]. Souvent, des prévisions sur la valeur des variables autorisent à considérer l'avenir comme connu et donc à réaliser une optimisation prévisionnelle (plus facile que l'optimisation réactive). Cependant, plusieurs études abordent le cas d'un avenir inconnu ou incertain et proposent différentes méthodes d'optimisations réactives [GON-08] [KES-07] [KES-08] [LIN-04]. Le problème de gestion de l'énergie et d'optimisation dans les systèmes photovoltaïques multi sources et multi charges est assimilable à l'application « VEH ». Nous proposons donc de nous inspirer des travaux réalisés dans ce domaine pour choisir une méthode de résolution et d'optimisation réactive adaptée à notre application.

3.4 Synthèse des méthodes d'optimisation

Sur la Figure 3.5 nous proposons une synthèse et une classification des méthodes d'optimisations basée sur les références bibliographiques [NEO-09] [MEL-08] [VAL-08] [KES-07] [CAI-04] [MAN-04] [DES-03] [HIR-96] [SAK-84] [KAU-68] [WOO-65].

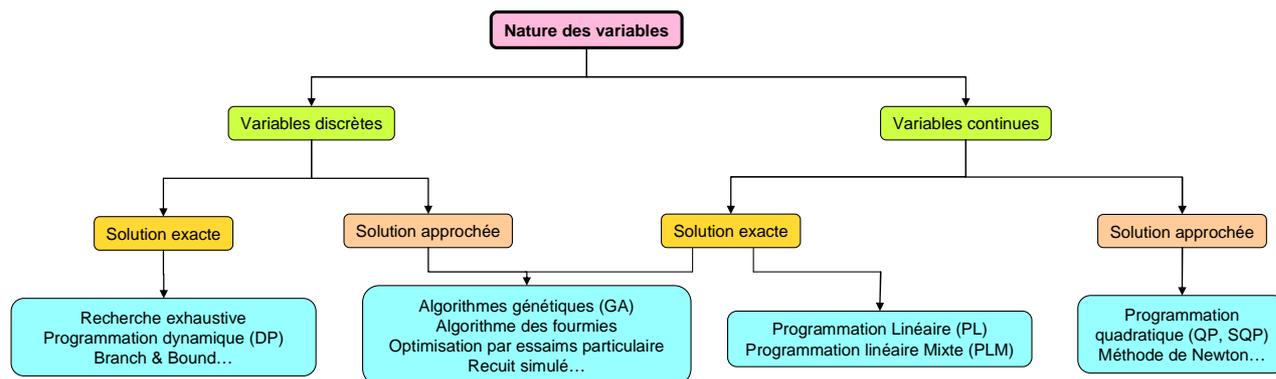


Figure 3.5 : Synthèse et classification des méthodes d'optimisation

On propose de classer les problèmes d'optimisation en deux catégories selon la nature des variables :

- Domaines de valeurs discrets :

La méthode exacte la plus intuitive et la plus fiable est de faire une recherche exhaustive (par énumération) parmi toutes les solutions pour déterminer la meilleure. Cependant, le temps de calcul augmente très rapidement avec le nombre de possibilités, ce qui rend cette méthode rapidement inexploitable. Dans ce cas, il existe d'autres méthodes pour obtenir une solution exacte. La Programmation Dynamique (PD) et la méthode Branch and Bound sont des méthodes dites « graphiques » car l'ensemble des solutions du problème est représenté par un graphe. Le raisonnement suivi pour la résolution limite le nombre de calculs et aboutit à la solution optimale en un temps satisfaisant malgré le grand nombre de possibilités [SAK-84] [KAU-68]. L'indice de performance et les contraintes peuvent être de n'importe quelle nature (continues ou discrètes, dérivables ou non...). L'optimisation par méthode graphique s'applique essentiellement à des problèmes de cheminement (plus court chemin), de gestion des flux ou d'ordonnancement, auxquels il est souvent possible de s'identifier.

Les algorithmes exacts sont généralement de complexité exponentielle et il est parfois nécessaire de faire appel à des algorithmes qui fournissent plus rapidement une solution réalisable et donc pas forcément optimale (solution approchée) mais qui aboutit à de très bonnes performances..

Les algorithmes génétiques sont très populaires pour fournir une solution approchée d'un problème complexe à variables discrètes. Ils s'inspirent de la théorie de l'évolution pour proposer rapidement une solution satisfaisante sans avoir à étudier toutes les possibilités. A partir d'un ensemble fini (une population), ils font évoluer les solutions (individus) par des processus de sélections et de mutations, en fonction du critère de qualité associé à chacun. L'évolution prend fin lorsque le critère de convergence est atteint. La fiabilité et la pertinence de la solution

dépendent des choix des critères de convergence et de qualité. D'autres algorithmes s'inspirent de processus réels pour aboutir à une solution optimale en minimisant la complexité du problème. Citons entre autres la méthode du recuit simulé, inspirée d'un processus utilisé en métallurgie, et les algorithmes de colonies de fourmis ou d'essaim particulaire, basés sur le principe de collaboration entre individus auto organisés pour chercher une meilleure solution dans l'espace des possibilités. On remarquera l'inconvénient majeur de ces méthodes qui réside dans le choix de nombreux paramètres déterminants sur la solution, qui sont souvent déterminés de façons empiriques.

- Domaines de valeurs continus :

Si le domaine de valeur des variables est continu et que le processus d'évolution de la solution est bien choisi, les méthodes d'optimisation qui proposaient une solution approchée avec des variables discrètes vont aboutir à la solution exacte. Une autre méthode pour obtenir la solution exacte dans le cas de variables continues est la programmation linéaire (PL), et la programmation linéaire mixte (PLM) si les variables ont des valeurs continues mais entières. Cependant, comme son nom l'indique, cette méthode ne s'applique que pour les problèmes linéaires, c'est-à-dire dont la fonction objectif et les contraintes sont linéaires.

Dans le cas où le problème n'est pas linéaire, d'autres méthodes que nous appelons « algébriques » permettent de résoudre le problème rapidement, mais elles aboutissent à une solution approchée. Par exemple, la méthode de Newton s'applique uniquement pour les problèmes sans contraintes. Il faut cependant faire attention aux minimums locaux et à la valeur initiale du point de départ. Si le problème est contraint et n'est pas linéaire, il est généralement simplifié sous forme quadratique et résolu avec la programmation quadratique (« QP », ou programmation quadratique séquentielle « SQP »). De plus, les multiplicateurs de Lagrange sont souvent utilisés pour re-formuler le problème avec contraintes en un problème sans contrainte ou à contraintes dites « relâchées ».

Dans notre cas, l'algorithme d'optimisation doit fournir la stratégie qui optimise l'indice de performance tout en respectant les contraintes. Si les données d'entrée sont variables mais inconnues ou incertaines, la stratégie est calculée avec des données d'entrée prévisionnelles, d'où une stratégie prévisionnelle. Dans ce cas, puisqu'une erreur de prédiction est inévitable (perturbations), l'application de la stratégie prévisionnelle en boucle ouverte n'aboutit plus à la performance optimale. Pour obtenir la performance optimale conformément aux conditions réelles, il faut réaliser une *optimisation réactive* [NAS-69].

Au travers un état de l'art sur les méthodes d'optimisation utilisées pour résoudre les problèmes de gestion de l'énergie, nous allons choisir une méthode pour notre application.

3.4.1 État de l'art et choix de la méthode de résolution

Le choix de la méthode de résolution dépend de la nature de problème (composantes, contraintes et indice de performance). Dans notre cas, le problème d'optimisation consiste à déterminer la gestion de l'énergie dans le système présenté sur la Figure 1.11 qui minimise la facture énergétique du propriétaire du système. Pour cela, nous devons tenir compte des tarifs de l'énergie sur le réseau, de l'état de santé et de l'état de charge des batteries, de la disponibilité de l'énergie photovoltaïque et du profil de consommation. Les données d'entrée sont donc des variables dont la prédiction est incertaine. De plus, des contraintes sont imposées sur l'énergie échangée avec le réseau et les batteries. Nous sommes donc face à un problème d'optimisation sous contraintes. A priori, les composantes du système (puissances) sont des valeurs continues, et les contraintes et l'indice de performance ne sont pas forcément dérivables ou linéaires.

Pour choisir la méthode de résolution, nous proposons d'étudier la littérature concernant des problèmes similaires de gestion de l'énergie dans un système multi sources et multi charges. Cela correspond généralement aux systèmes PV autonomes ou connectés au réseau et aux véhicules électriques hybrides (VEH). Dans la littérature que nous avons étudiée, le terme optimisation est utilisé pour deux cas qu'il convient de distinguer [KES-08] [GON-08] [LU-05] :

- Optimisation paramétrique
- Optimisation de la gestion de l'énergie

Dans le cas d'une optimisation paramétrique, la répartition de l'énergie est obtenue avec des algorithmes de gestion de l'énergie sans optimisation, que nous assimilons à des algorithmes de prise de décision basés sur des règles heuristiques (« *rules-based algorithms* » en anglais) [CER-08] [ASH-01] [HE-05]. La gestion consiste à imposer différents modes de fonctionnement (qui assurent de vérifier les contraintes) correspondant à des scénarii définis à priori en fonction des valeurs des données d'entrées [HUA-09] [DIA-08] [WAN-08] [SEN-06]. On trouve un exemple simple d'algorithme de prise de décisions en appendice de [GON-08], et dans [JAL-97]. Les modes de fonctionnement imposés étant définis généralement par intuition (règles heuristiques), ils ne correspondent pas nécessairement à la stratégie optimale [WAN-06] [GON-08]. On réalise alors simplement de la gestion de l'énergie.

Dans ce cas, l'optimisation est réalisée sur les paramètres de décision de l'algorithme ou sur la taille des composants (valeurs seuils de décision, taille du générateur PV ou éolien, capacité de stockage...) [HUA-09] [DIA-08] [WAN-08] [SEN-06]. L'objectif est alors de déterminer les valeurs des paramètres qui optimisent l'indice de performance. Généralement, c'est une optimisation globale annuelle qui nécessite des données prédictives [ASH-01] [FUN-98] [DUF-06]. Les algorithmes de prise de décisions réduisent la complexité du problème, donc ils ont un très faible

besoin en capacité de calculs et sont ainsi faciles à implanter dans un microcontrôleur [KES-08] [GON-08] [WAN-06] [LU-05]. Nous nous inspirerons de la littérature concernant l'optimisation paramétrique pour réaliser les algorithmes de gestion de l'énergie sans optimisation, présentés au chapitre 3 lors de la première approche du problème de répartition de l'énergie. Par la suite, souhaitant réaliser l'optimisation de la gestion de l'énergie, nous nous inspirerons des études présentées ci dessous concernant ce sujet.

L'optimisation de la gestion consiste à déterminer la répartition de l'énergie dans le système qui optimise l'indice de performance pour des valeurs de paramètres fixées. Dans ce cas, puisque l'on ne restreint pas le système à des modes de fonctionnement définis à priori, le nombre de possibilités est très élevé et une méthode d'optimisation doit être utilisée pour déterminer la stratégie de gestion optimale [CER-08]. Pour les applications photovoltaïques et VEH, les données d'entrée sont variables avec un avenir incertain. On travaille en horizon fini, c'est-à-dire que la durée de la période de fonctionnement du système est connue. On impose l'état du système à l'instant final (état final). Le choix de la méthode de résolution dépend de la connaissance de l'avenir selon que l'on réalise de l'optimisation prévisionnelle ou une optimisation réactive.

D'après nos recherches, les méthodes les plus utilisées pour l'optimisation prévisionnelle sont la programmation linéaire (PL) [PHA-08] [URB-06], la programmation dynamique (PD) [GON-08] [YIN-07] [LIN-04] [BAK-88], et la programmation quadratique en formulant le problème sous forme « relâché » avec les multiplicateurs de Lagrange [LU-05].

Nous souhaitons utiliser une méthode que nous pourrions programmer nous même et qui pourrait s'appliquer à tout type de problèmes quelle que soit sa nature (contraint ou non, linéaire ou non etc...). Notre problème fait intervenir des variables discontinues, ce qui implique d'utiliser la programmation linéaire à variable mixte et donc de faire appel à un solveur mathématique spécifique. De plus, la PLM ne s'applique qu'aux problèmes linéaires. Par conséquent, on ne considère pas la PL et la PLM comme adaptée à notre problème.

La programmation dynamique (PD) est une méthode graphique qui s'apparente aux algorithmes de plus courts chemins. Cette méthode ne s'appliquant que pour les problèmes discrets ou séquentiels, l'évolution du système doit être décomposée en étapes [GON-08] [YIN-07] [LIN-04] [BAK-88]. L'avantage de la PD est que les contraintes et la fonction performance peuvent être de n'importe quelle nature (discontinues, non dérivables, non linéaire...) Nous verrons également que nous pouvons réaliser une optimisation réactive avec la PD en réajustant la stratégie prévisionnelle en fonction des valeurs réelles. Le principal point faible de cette technique est sa demande conséquente en mémoire et en capacité de calculs dans le cas de longues périodes de simulations avec un pas de discrétisation faible [LU-05] [KES-08]. Pour notre application, ce point faible n'apparaît pas s'il on choisit convenablement les paramètres de

simulation (période de 24h avec pas discrétisation 10min). De plus, la vitesse de résolution peut être améliorée en appliquant des modifications qui réduisent le nombre de calculs [KOO-05].

La programmation quadratique (QP ou SQP) permet de résoudre rapidement les problèmes d'optimisation sous contraintes lorsqu'ils sont formulés avec les multiplicateurs de Lagrange. Cependant, cette méthode impose que la fonction objectif soit convexe, ce qui, généralement, nécessite des modifications sur les modèles du problème [LU-05] [KOO-05]. La programmation quadratique demande moins de capacités de calcul et de mémoire que la PD, ce qui en fait la méthode favorite pour réaliser une optimisation réactive [CER-08] [KES-08] [KES-07].

L'optimisation réactive est réalisée lorsque l'on travaille avec des données d'entrée variables en avenir incertain. Dans ce cas, on souhaite générer les références qui assurent l'optimisation globale en fonction des valeurs des données mesurée en temps réel (ou à chaque pas de temps pour les problèmes discrets). Les deux méthodes utilisées pour réaliser une optimisation réactive que nous avons recensées dans la littérature sont la programmation dynamique [GON-08] [KOO-05] et la programmation quadratique (problème formulé avec les multiplicateurs de Lagrange) [KES-08] [KES-07] [KOO-05]. Dans chaque cas, le système est discrétisé de sorte que le problème corresponde à minimiser une fonction à chaque pas de temps, qui dépend de la valeur des données d'entrée pendant ce pas de temps. Ainsi, l'optimisation réactive nécessite des informations sur un avenir proche, plus facile à obtenir que l'estimation sur toute la période étudiée dont a besoin l'optimisation prévisionnelle. Le choix de la méthode pour réaliser l'optimisation réactive dépend du moyen d'obtenir la prédiction de l'avenir proche. Une première solution est de faire une estimation en fonction des mesures au temps présent, ce qui suppose d'avoir un modèle de prédiction « court terme » [KES-07] [KOO-05].

La deuxième méthode est utilisée en re-formulant le problème avec les multiplicateurs de Lagrange. Dans ce cas, une prédiction de la valeur du multiplicateur « λ » est nécessaire [KES-08] [KES-07] [KOO-05]. Cette estimation peut être obtenue par un régulateur PI intégré dans une boucle fermée qui mesure l'état de charge des batteries [KES-08] [KES-07] [KOO-05]. On obtient ainsi une estimation en temps réel facile à implémenter dans un microcontrôleur. Cependant, nous rappelons que la fonction objectif doit être convexe, ce qui nécessite une simplification du problème. Dans la référence [KOO-05], il est montré que cette simplification est généralement à l'origine des écarts sur le résultat par rapport à la solution optimale réelle.

Suite à cet état de l'art, nous avons choisi d'utiliser la programmation dynamique sous forme discrète. Nous allons réaliser une optimisation prévisionnelle que l'on va réajuster en temps réel en fonction des perturbations. Les modèles n'ont pas besoin d'être simplifiés car les contraintes et la fonction objectif peuvent être de n'importe quelles natures. Nous présentons maintenant en

détail la méthode d'optimisation utilisée pour réaliser la programmation dynamique. C'est une méthode graphique qui correspond à un algorithme de recherche du plus court chemin proposé par R. Bellman [KAU-68] [BEL-58] [BEL-52].

3.5 Programmation dynamique et algorithme de Bellman

L'algorithme de Bellman est une méthode déterministe qui permet de trouver le plus court chemin entre un état initial et un état final dans un graphe d'état orienté pondéré [KAU-68] [BEL-58] [BEL-52]. Un graphe d'état $G(X,U)$ est défini comme 2 ensembles finis disjoints de sommet $\{X\}$ et d'arc $\{U\}$, représentant respectivement les états du système et les transitions entre chaque état. Un graphe est orienté si tous ses arcs sont orientés, c'est-à-dire s'il existe une extrémité terminale $T(u)$ et une extrémité initiale $I(u)$ associée à chaque arc. Un graphe est pondéré si à chaque arc est associée une valeur correspondant au coût de passage entre le sommet de l'extrémité initiale et le sommet de l'extrémité terminale. Dans notre cas, nous appelons cette valeur le poids de l'arc, noté $p(u)$.

A titre d'exemple, considérons le graphe d'état $G(X,U)$ de la Figure 3.6. C'est un graphe orienté car il existe une extrémité terminale et initiale associée à chaque arc. Les 2 ensembles $\{X\}$ et $\{U\}$ sont :

- État du système $\{X\} = \{x_0, x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6\} = \{0,1,2,3,4,5,6\}$
- Arcs entre chaque état $\{U\} = \{u_{0,1}, u_{0,2}, u_{0,3}, u_{1,2}, u_{1,3}, u_{1,6}, u_{2,3}, u_{2,4}, u_{3,5}, u_{3,6}, u_{4,5}, u_{4,6}, u_{5,6}\}$

L'ensemble des poids associés aux arcs est :

- $\{P\} = \{1, 5, 2, 3, -1, 6, 2, 3, 4, 3, 5, 1, -2\}$

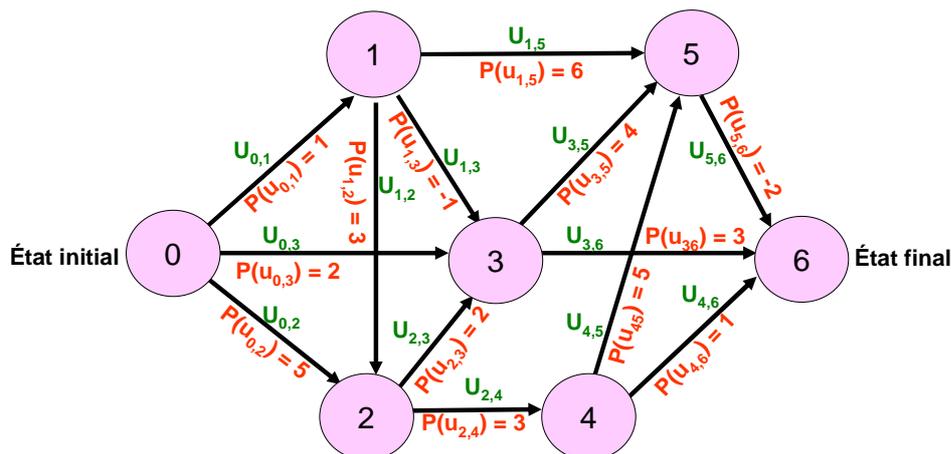


Figure 3.6 : Exemple d'un graphe d'état orienté pondéré $G(X,U)$

Les définitions de « prédécesseur » et du « coût d'un chemin » sont nécessaires pour comprendre la procédure de l'algorithme :

- Un sommet « x_j » a un sommet prédécesseur « x_i » s'il existe un arc « $u(x_i, x_j)$ » tel que :

- $I(u) = \ll x_i \gg$
- $T(u) = \ll x_j \gg$

- Un chemin qui aboutit au sommet « x_i » est une trajectoire possible entre le sommet initial « x_0 » et le sommet « x_i ». Le coût d'un chemin est la somme des poids des arcs constituant ce chemin. Le coût du chemin qui aboutit au sommet « x_i » est noté $C(x_i)$.

Les conditions pour appliquer Bellman sur un graphe $G(X,U)$ sont :

- Le sommet initial est le seul sommet sans prédécesseur
- Le graphe $G(X,U)$ n'a pas de circuit, c'est-à-dire qu'il n'existe pas de chemin dont le sommet initial et le sommet final sont identiques (tous les arcs sont orientés dans le même sens).

On appelle une « politique » d'un état « x_i » à « x_j », notée Z_{x_i,x_j} , l'ensemble des décisions prises pour former le chemin entre l'état « x_i » et l'état « x_j ». Une politique plus avantageuse conformément à un critère de performance (prédéfinie) est appelée « politique optimale » [BEL-52]. L'algorithme de Bellman est une méthode récursive qui fonctionne de proche en proche. On cherche le plus court chemin qui aboutit à chacun des sommets du graphe, avec la contrainte suivante :

- On ne calcule le chemin le plus court qui aboutit à un sommet « x_j » que si l'on a déjà calculé les chemins les plus courts qui aboutissent à tous ses prédécesseurs.

D'après les définitions précédentes, le coût du chemin qui aboutit au sommet « x_j » en provenant du sommet « x_i » s'écrit :

$$C(x_j) = P(u_{x_i, x_j}) + C(x_i) \quad (3.20)$$

Avec :

$C(x_i)^*$: Coût du plus court chemin qui aboutit au sommet « i ».

$P(u_{x_i, x_j})$: Poids de l'arc entre le sommet « i » et le sommet « j ».

Soit $\{ W \}$ l'ensemble des prédécesseurs de « x_j ». Le coût du plus court chemin pour aboutir à « x_j » est :

$$C(x_j)^* = \underset{w_i}{\text{Min}} [P(u_{w_i, x_j}) + C(w_i)^*] \quad (3.21)$$

On note « w_i^* » le prédécesseur pour lequel on aboutit au sommet « x_j » avec le coût le plus faible.

On considère X_i pour $i = 0$ à N les sommets du graphe $G(X,U)$, et $p(u_{ij})$ le poids associé à l'arc u_{ij} entre le sommet « x_i » et le sommet « x_j ». On initialise les valeurs de coût des chemins $C(x_i)^*$ à $+\infty$, sauf pour le sommet initial pour lequel $C(x_0)^* = 0$. On étudie successivement chaque arc du graphe en respectant la contrainte sur l'ordre, tel que :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } C(x_j)^* > p(u_{ij}) + C(x_i)^* \\ \text{Alors } C(x_j)^* = p(u_{ij}) + C(x_i)^* \\ \text{Et } w_j^* = x_i \end{array} \right.$$

Ainsi, on obtient le plus court chemin pour aboutir à chacun des sommets du graphe. Une fois le sommet final « x_N » atteint, on obtient le chemin le plus court à partir de son prédécesseur optimal tel que :

Soit « n » le nombre de sommets qui composent le chemin optimal :

$x_n^* = x_N$, et pour l'indice « k » décroissant de « n » à 1 on a :

$$x_{k-1}^* = w_{x_k^*}^*$$

$$\{X^*\} = \{x_0^*, x_1^*, \dots, x_{n-1}^*, x_n^*\}$$

Les décisions prises pour former le chemin optimal correspondent au choix des arcs, soit :

$$z_{x_0, x_N}^* = \{u_{x_0^*, x_1^*}, \dots, u_{x_{n-1}^*, x_n^*}\}$$

L'algorithme de Bellman, dont l'organigramme est présenté sur la Figure 3.7, est basé sur le principe d'optimalité énoncé ci-dessous et se traduit par la formule (3.21) [BEL-52].

Principe d'optimalité

« Une politique est optimale si, à une période donnée, quelles que soient les décisions précédentes, les décisions qui restent à prendre constituent une politique optimale en regard du résultat des décisions précédentes. »

Ce principe n'est applicable que sous l'hypothèse suivante [SAK-84] [BEL-52] :

Hypothèse 3.1 :

Le poids de l'arc « $P(u_{xi,xj})$ », alors qu'on se trouve dans l'état « i » et que l'on prend la décision « $u_{xi,xj}$ », ne dépend que de ces deux éléments et pas du tout des décisions antérieures qui ont permis d'aboutir en « i »

Si les composantes du problème sont discrètes, le principe d'optimalité aboutit à l'équation fonctionnelle de Bellman et à la programmation dynamique [NAS-69] [DES-03]. Dans ce cas, la programmation dynamique s'identifie aux méthodes graphiques relativement puissantes pour résoudre les problèmes séquentiels [KAU-64] [KAU-68] [SAK-84]. La forme continue du principe d'optimalité conduit, quant à elle, à l'équation de Hamilton-Jacobi et au principe du minimum [NAS-69] [DES-03]. Les méthodes algébriques utilisées dans ce cas nécessitent que la fonction performance soit continue et dérivable.

Dans notre cas, nous avons vu que nous avons discrétisé le domaine des valeurs des variables pour utiliser la programmation dynamique sous forme graphique. Au travers la formulation (3.21), nous avons indirectement appliqué le principe d'optimalité pour déterminer le chemin le plus court dans le graphe d'état pondéré. Dans le chapitre 4, nous verrons également comment ce principe va nous permettre de réaliser une gestion optimale réactive.

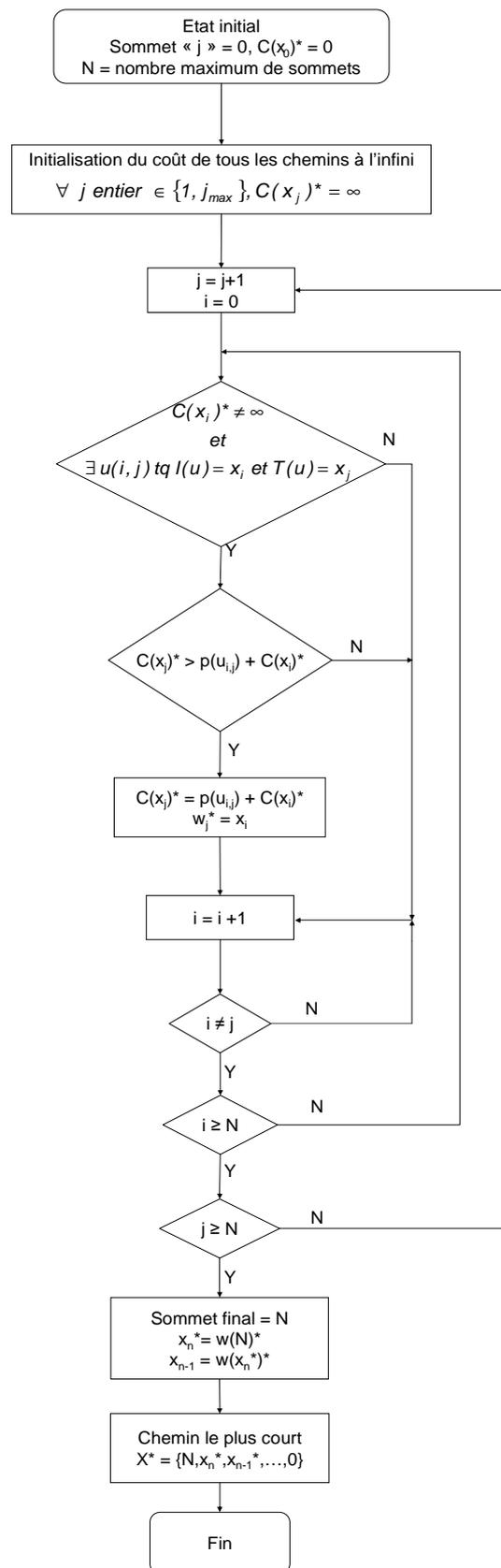


Figure 3.7 : Organigramme de l'algorithme de plus court chemin de R.Bellman

A titre d'exemple, appliquons l'algorithme de Bellman sur le graphe de la Figure 3.6.

- 1) L'état initial est le sommet « 0 ». Comme il n'a pas de prédécesseur, le sommet initial est considéré comme déjà étudié. Par définition, on a $C(x_0)^* = 0$.
- 2) x_1 est le seul sommet dont tous les prédécesseurs ont été étudiés (x_0). On commence donc par étudier le sommet « 1 ».
- 3) $C(x_1)^* = \min [P(u_{0,1}) + C(x_0)^*] = 1$
- 4) Il est maintenant possible d'étudier le sommet « 2 » car tous ses prédécesseurs (« 0 » et « 1 ») ont été étudiés.
- 5) $C(x_2)^* = \min [P(u_{0,2}), C(x_1)^* + P(u_{1,2})] = \min [5, 4] = 4$. Le chemin le plus court pour aboutir à x_2 est de passer par x_1 .
- 6) Il est possible d'étudier le sommet « 3 » et « 4 » car tous leurs prédécesseurs ont été étudiés. On choisit arbitrairement de commencer par x_3 .
- 7) $C(x_3)^* = \min [P(u_{0,3}), C(x_1)^* + P(u_{1,3}), C(x_2)^* + P(u_{2,3})] = \min [2, 0, 6] = 0$. Le chemin le plus court pour aboutir à x_3 est de passer uniquement par x_1 .
- 8) $C(x_4)^* = C(x_2)^* + P(u_{2,4}) = 7$. Le chemin le plus court pour aboutir à x_4 est de passer par les sommets « 1 » et « 2 ».
- 9) Tous les prédécesseurs du sommet « 5 » ont été étudiés.
- 10) $C(x_5)^* = \min [C(x_1)^* + P(u_{1,5}), C(x_3)^* + P(u_{3,5}), C(x_4)^* + P(u_{4,5})] = \min [5, 4, 12] = 4$. Le chemin le plus court pour aboutir au sommet « 5 » est de passer par les sommets « 1 » et « 3 ».
- 11) Tous les prédécesseurs du sommet final « 6 » ont été étudiés.
- 12) $C(x_6)^* = \min [C(x_3)^* + P(u_{3,6}), C(x_4)^* + P(u_{4,6}), C(x_5)^* + P(u_{5,6})] = \min [6, 8, 2] = 2$. On a déterminé le chemin le plus court entre le sommet initial et le sommet final. Il faut passer par les sommets « 1 », « 3 » et « 5 ».

3.6 Exploitation de l'algorithme de Bellman

3.6.1 Application à l'écrêtage de pointe au moindre coût

Nous allons maintenant présenter comment nous avons appliqué l'algorithme de Bellman à notre système pour réaliser de l'écrêtage de pointe au moindre coût. L'indice de performance est la somme des flux de trésorerie (équation (3.22) et (3.23), *cash-flow* en anglais) qui est défini comme la différence entre les encaissements et les décaissements générés par l'activité (ici production ou consommation d'énergie). Dans notre cas, on prend en compte le coût de remplacement des batteries « BrC » (*Batteries replacement Cost*) suite à leur vieillissement.

Par convention, un *cash flow* négatif correspond à une dépense et un *cash flow* positif correspond à un bénéfice.

$$J(t, T) = \sum_{t=t_0}^T CF(t) \quad (3.22)$$

Avec :

$$CF(t) = \left| P_{res}(t) \times FIT(t) \times \Delta t \right|_{P_{res}(t) < 0} - \left[\left(P_{res}(t) \times EgP(t) \times \Delta t \right) + BrC(t) \right]_{P_{res} > 0} \quad (3.23)$$

Avec « *CF* » la valeur du *cash flow* en Euros (€).

Le problème est discrétisé en pas de temps « Δt ». On construit le graphe de Bellman de la Figure 3.8 tel que :

- L'ensemble des sommets $\{ X \}$ correspond à l'ensemble des états de charge du système de stockage à chaque pas de temps. La valeur de l'état de charge est discrétisée en pas de « δSOC », et elle est limitée par la contrainte (3.7). A chaque pas de temps, le nombre d'état « N » en fonction des limites imposées est :

$$N = \frac{SOC^{max} - SOC^{min}}{\delta SOC} \quad (3.24)$$

- L'ensemble des arcs $\{ U \}$ correspond aux changements d'état de charge pendant un intervalle de temps « Δt ». Il n'existe pas d'arcs entre les états du même pas de temps. Le poids de chaque arc est égal au flux de trésorerie du changement d'état de charge correspondant.

L'état de charge initial est « SOC_0 », c'est le seul sommet qui n'a pas de prédécesseur. Afin de comparer des politiques de même ordre, on impose l'état final « $SOC(T)$ » identique à l'état initial. Tous les arcs sont orientés dans le même sens, du temps « t » au temps « $t+\Delta t$ ». C'est un graphe d'état orienté qui n'a pas de circuit et qui respecte les conditions d'application de l'algorithme de Bellman énoncées dans la section précédente et rappelées ci-dessous :

- Le sommet initial est le seul sommet sans prédécesseur
- Le graphe $G(X, U)$ n'a pas de circuit, c'est-à-dire qu'il n'existe pas de chemin dont le sommet initial et le sommet final sont identiques (tous les arcs sont orientés dans le même sens).

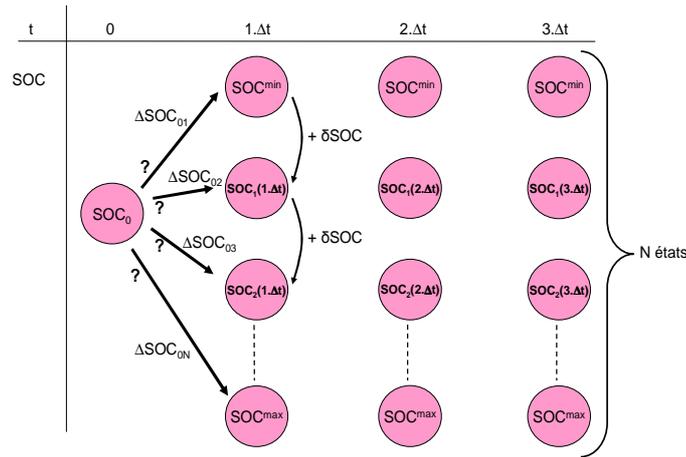


Figure 3.8 : Représentation du problème sous la forme d'un graphe de Bellman pour 3 pas de temps

La variation d'état de charge « ΔSOC » entre deux sommets « x_i » et « x_j » pendant un pas de temps est défini par l'équation (3.25). Par définition, on a :

- Une charge si $\Delta SOC > 0$
- Une décharge si $\Delta SOC < 0$
- Repos si $\Delta SOC = 0$

$$\Delta SOC(x_i, x_j, t) = SOC_{x_j}(t + \Delta t) - SOC_{x_i}(t) \quad (3.25)$$

Deux paramètres imposent une limite sur ΔSOC :

- La durée de vie des batteries :

Conformément au modèle d'état de santé que nous utilisons, la durée de vie des batteries dépend de la quantité d'énergie extraite. Une limite sur la variation de l'état de charge pendant un pas de temps (donc sur la quantité d'énergie extrait) limite le vieillissement des batteries et assure ainsi une durée de vie minimum. Rappelons également qu'une limite sur la variation de l'état de charge correspond aussi à une limite sur la puissance, qui a également des limites imposées. La valeur des « ΔSOC » limites est choisie de manière à correspondre avec les limites en puissance qui assurent également une durée de vie minimale.

- L'autonomie :

Par définition, l'autonomie d'un système de stockage est le temps minimal de décharge pour atteindre l'état de charge minimal à puissance maximale, à partir d'une charge complète. Ainsi, l'autonomie impose une limite de variation de l'état de charge.

L'équation (3.26) représente la contrainte sur la variation d'état de charge imposée par la durée de vie et l'autonomie.

$$\Delta SOC^{\min} < \Delta SOC < \Delta SOC^{\max} \quad (3.26)$$

On applique l'algorithme de Bellman sur le graphe du même type que celui de la Figure 3.8. À la fin de la simulation, on connaît les chemins minimaux qui aboutissent à l'état final. Le chemin optimal est le chemin au flux de trésorerie final maximal. On obtient ainsi le profil de charge du système de stockage qui aboutit à la facture énergétique minimale, aussi appelé « politique optimale ». La Figure 3.9 représente l'application de l'algorithme de Bellman sur le graphe de la Figure 3.8 dans un cas simple avec les valeurs du Tableau 3.III.

Tableau 3.III : Valeur des paramètres de l'exemple de la Figure 3.25

| | |
|--------------------------------|---------------|
| T | 3. Δt |
| δSOC | 0.1 |
| SOC^{\min} | 0.2 |
| SOC^{\max} | 0.9 |
| SOC_0 | 0.5 |

A chaque arc « $u(i,j,t)$ » du graphe de la Figure 3.8 est associée une variation d'état de charge « ΔSOC » telle que :

- $I(u(i,j,t)) = SOC_{xi}(t)$
- $T(u(i,j,t)) = SOC_{xj}(t+\Delta t)$

Le poids d'un arc $u(i,j,t)$ est égal à la valeur du flux de trésorerie associée à la variation d'état de charge « ΔSOC ». Le calcul du poids d'un arc correspond à la formulation (3.23) avec « FiT » le tarif d'achat de l'énergie PV, « EgP » le prix de l'électricité et « BrC » le coût de remplacement des batteries.

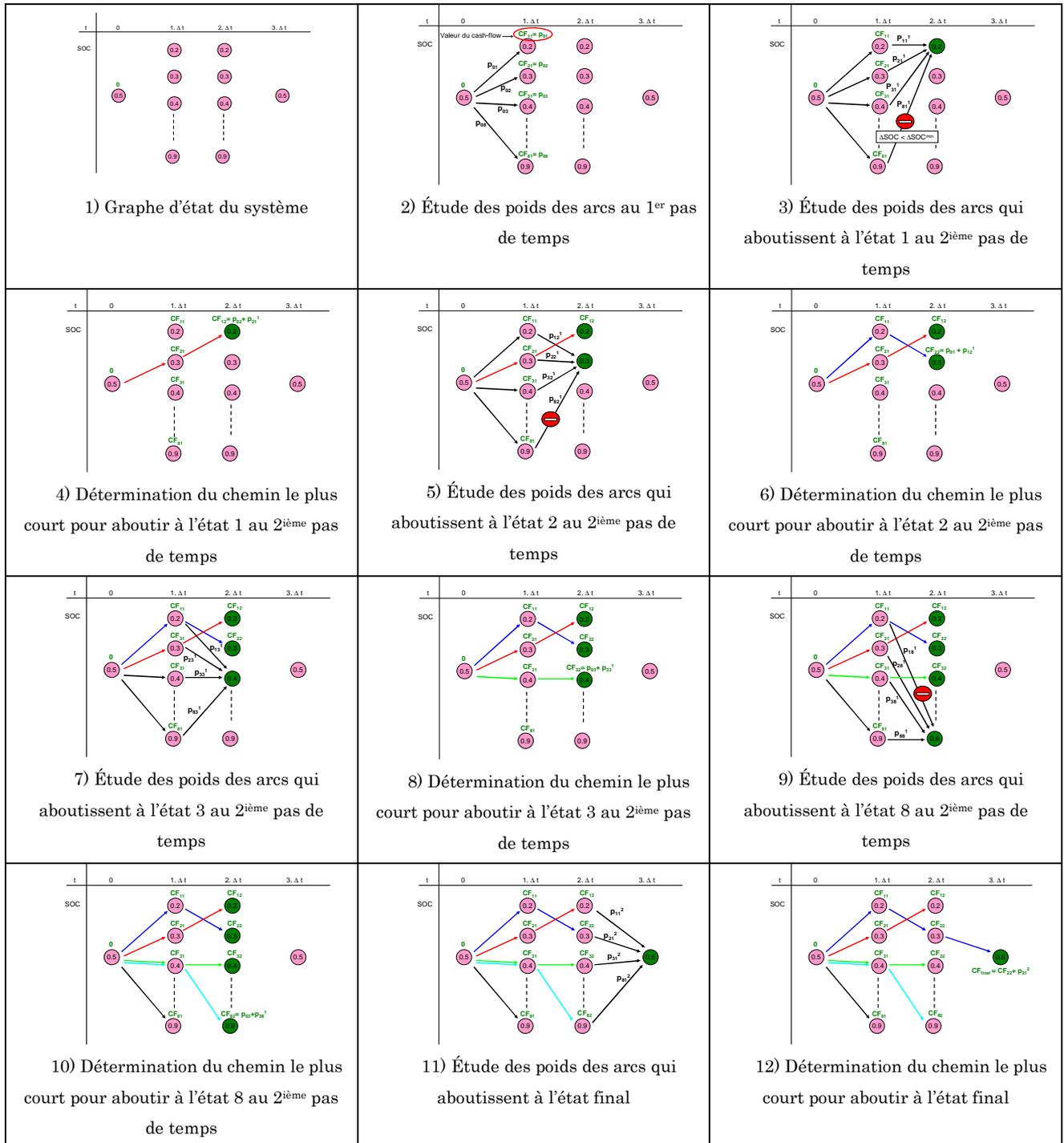


Figure 3.9 : Application de l'algorithme de Bellman pour notre application dans un cas simple (3 pas de temps)

Le poids d'un arc s'écrit alors :

$$P(u(i, j, t)) = CF(x_i, x_j, t) = \begin{cases} P_{res}(x_i, x_j, t) \times FIT(t) \times \Delta t & P_{res} < 0 \\ - \left[P_{res}(x_i, x_j, t) \times EgP(t) \times \Delta t + BrC(t) \right] & P_{res} > 0 \end{cases} \quad (3.27)$$

Pour calculer le poids d'un arc, il convient donc de déterminer la puissance échangée avec le réseau « $P_{res}(x_i, x_j, t)$ » et le coût de remplacement des batteries « $BrC(x_i, x_j, t)$ » correspondant [GER - 03].

Les batteries ont été modélisées d'après le modèle présenté dans le chapitre 2§2.2. La puissance échangée avec les batteries correspond à la variation d'état de charge « ΔSOC » fournie en entrée du modèle. La puissance réseau est calculée avec le bilan de puissance (équations (3.13) et (3.15)) à partir du résultat fourni par le modèle de batterie et des composantes d'entrées « P_{PV} » et « $P_{charges}$ ». Si « P_{res} » ou « ΔSOC » ne respectent pas leurs contraintes (3.10) et (3.26) alors le passage de l'état de charge initial « x_i » à l'état de charge final « x_j » n'est pas admissible et une autre solution doit être envisagée. La Figure 3.10 schématise le processus de calcul de « P_{bat} » et « P_{res} ».

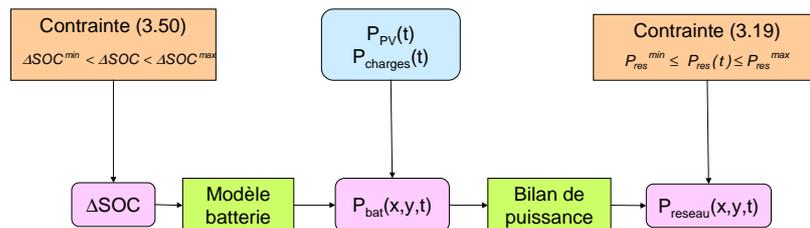


Figure 3.10 : Schéma du processus de calcul de « P_{bat} » et « P_{res} » pour les arcs du graphe

La puissance réseau $P_{res}(t)$ est obtenue précédemment et le coût de remplacement des batteries « BrC » est calculé à partir d'un modèle de vieillissement présenté dans le chapitre 2§2.2 et avec les équations (3.28) à (3.35). Nous rappelons dans le Tableau 3.IV la valeur des coefficients de vieillissement « Z » utilisée, obtenue à partir des résultats expérimentaux de [LEM-2008].

Tableau 3.IV : Pertes de capacité et coefficient Z pour 4 technologies de batteries

| Technologies | Perte de capacité après 1000 EFC (%) | Z |
|-------------------|--------------------------------------|-----------------------|
| Pb plaques planes | 30 | 3×10^{-4} |
| Pb tubulaire | 5 | 0.5×10^{-4} |
| Ni-Cd | 6 | 0.6×10^{-4} |
| Li-ion | 1.7 | 0.17×10^{-4} |

Si l'opération est une décharge, les pertes de capacité « ΔC_{bat} » sont calculées à partir du Tableau 3.IV et de l'équation (3.29). La nouvelle capacité est obtenue par l'équation (3.28). Les

équations (3.30) et (3.31) correspondent au calcul de l'état de santé des accumulateurs [DEL-2006].

$$C_{bat}(x_j, t + \Delta t) = C_{bat}(x_i, t) - \Delta C_{bat}(x_i, x_j, t) \quad (3.28)$$

$$\Delta C_{bat}(x_i, x_j, t) = C_{bat}(0) \times Z \times [SOC_{x_j}(t + \Delta t) - SOC_{x_i}(t)] \quad (3.29)$$

$$SOH_{x_j}(t + \Delta t) = \frac{C_{bat}(x_j, t + \Delta t)}{C_{bat}(0)} \quad (3.30)$$

$$SOH_{x_j}(t + \Delta t) = \frac{C_{bat}(x_i, t)}{C_{bat}(0)} - Z \times [SOC_{x_j}(t + \Delta t) - SOC_{x_i}(t)] \quad (3.31)$$

Le coût de remplacement des batteries à chaque pas de temps correspond au coût de remplacement de la capacité perdue pendant l'intervalle de temps. On définit « SOH^{min} » comme l'état de santé à partir duquel l'utilisateur considère que les accumulateurs doivent être remplacés. La variation de l'état de santé pendant l'intervalle de temps est définie par les équations (3.32) et (3.33). Le coût de remplacement des batteries à chaque intervalle de temps est calculé à partir de l'équation (3.35) et du coût d'investissement « BiC » (pour *Batteries investment Cost* en anglais) de sorte qu'elle respecte l'équation (3.34).

$$\Delta SOH(x_i, x_j, t) = SOH_{x_i}(t - \Delta t) - SOH_{x_j}(t) \quad (3.32)$$

$$\begin{aligned} \Delta SOH(x_i, x_j, t) &= \frac{C_{bat}(x_i, t)}{C_{bat}(0)} - \left(\frac{C_{bat}(x_i, t)}{C_{bat}(0)} - Z \times [SOC_{x_j}(t + \Delta t) - SOC_{x_i}(t)] \right) \\ &= Z \times [SOC_{x_j}(t + \Delta t) - SOC_{x_i}(t)] \end{aligned} \quad (3.33)$$

$$\sum_{t \text{ tel que } SOH=1}^{t \text{ tel que } SOH=SOH^{min}} BrC(t) = BiC \quad (3.34)$$

$$BrC(x_i, x_j, t) = BiC \times \left[\frac{\Delta SOH(x_i, x_j, t)}{1 - SOH^{min}} \right] \quad (3.35)$$

La Figure 3.11 montre l'organigramme de l'algorithme d'optimisation avec le calcul détaillé du poids des arcs. Il est important de remarquer que le calcul du poids des arcs vérifie bien l'hypothèse 3.1 énoncée dans la section précédente sans quoi l'algorithme de Bellman n'est pas applicable.

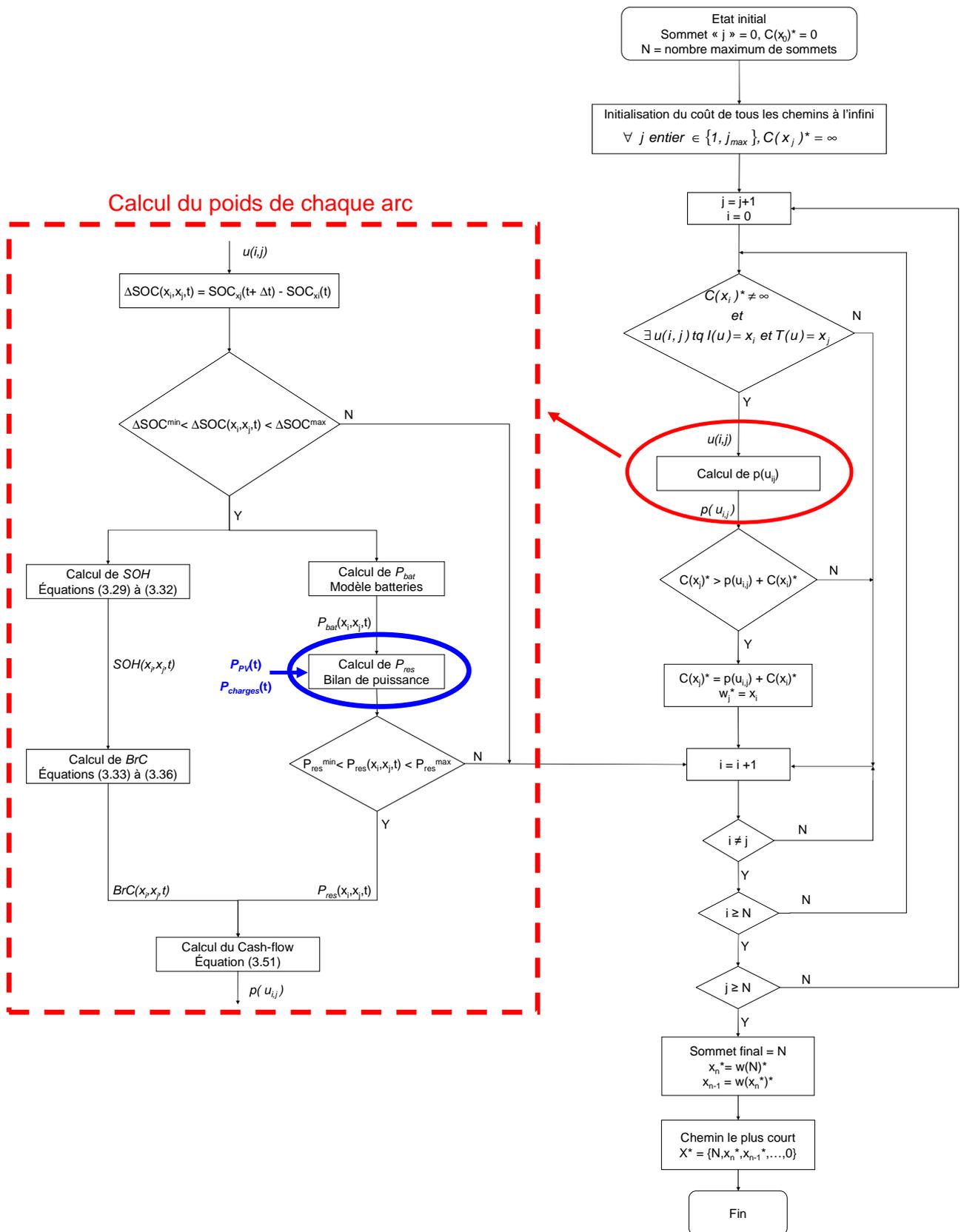


Figure 3.11 : Organigramme de l'algorithme de Bellman avec calcul détaillé du poids des arcs appliqué à la gestion d'énergie dans le système PV hybride

3.6.2 Résultats et comparaison avec la gestion restreinte

On applique la programmation dynamique et l'algorithme de Bellman au système schématisé sur la Figure 3.1 dont les caractéristiques sont données dans le Tableau 3.I. On rappelle ci-dessous le problème d'optimisation avec les contraintes imposées et les paramètres de simulation du Tableau 3.V qui sont identiques à ceux du Tableau 3.II pour pouvoir comparer les résultats. Dans cette simulation, l'état de charge est imposé identique en début et fin d'année mais est libre pendant toute l'année. Il n'est donc pas forcément identique en début et fin de chaque journée.

$$\text{Min } J(t, T) \Leftrightarrow \text{Min} \sum_{t=t_0}^T CF(t) \quad (3.36)$$

Avec

$$P_{PV}(t) + P_{bat}(t) + P_{charges}(t) - P_{res}(t) = 0 \quad (3.37)$$

$$SOC^{min} \leq SOC(t) \leq SOC^{max} \quad (3.38)$$

$$SOH(t) \geq SOH^{min} \quad (3.39)$$

$$P_{bat}^{min} \leq P_{bat}(t) \leq P_{bat}^{max} \quad (3.40)$$

$$P_{res}^{min} \leq P_{res}(t) \leq P_{res}^{max} \quad (3.41)$$

La contrainte « P_{res}^{max} » n'est pas considérée comme stricte, c'est-à-dire que l'on ne supprime pas les stratégies qui ne respectent pas cette limite, mais on applique une pénalité sur le critère de performance si elle n'est pas vérifiée telle que :

Si $P_{res}(t) > P_{res}^{max}$

$$\text{Dépense} = P_{res}^{max} \times EgP(t) \times \Delta t + |P_{res}(t) - P_{res}^{max}| \times GpF(t) \times \Delta t$$

Avec :

GpF : **Grid penalty Factor** (facteur de pénalité du réseau (€/kWh))

Tableau 3.V : Paramètres de la simulation avec la programmation dynamique

| Contraintes et pas de simulation | |
|---------------------------------------|-----------------------|
| $P_{reseau}^{max} / P_{reseau}^{min}$ | 3 / $-\infty$ kW |
| $P_{max}^{ch} / P_{max}^{dch}$ | 2.5 / 2.7 kW |
| SOC^{min} / SOC^{max} | 0.2 / 0.9 |
| SOH^{min} | 0.7 |
| Pas de simu Δt | 10 min |
| Contexte économique | |
| EgP (constant) | 0.11 €/kWh |
| FiT (constant = EgP) | 0.11 €/kWh |
| GpF (constant) | 1.10 €/kWh (10 × EgP) |

La Figure 3.12 compare les courbes de distribution obtenues avec la programmation dynamique et avec la gestion restreinte. On observe une distribution plus hétérogène que celle obtenue avec la gestion restreinte. Avec la programmation dynamique, lorsque la puissance des charges est supérieure à la limite « P_{res}^{max} », la puissance échangée avec le réseau n'est pas forcément écrêtée à la valeur seuil « P_{res}^{max} », contrairement à la gestion restreinte. On observe également une légère différence de puissance PV injectée sur le réseau car, comme nous allons le voir au travers l'exemple de la Figure 3.13, les batteries sont plus souvent chargées à partir du PV avec la gestion optimale.

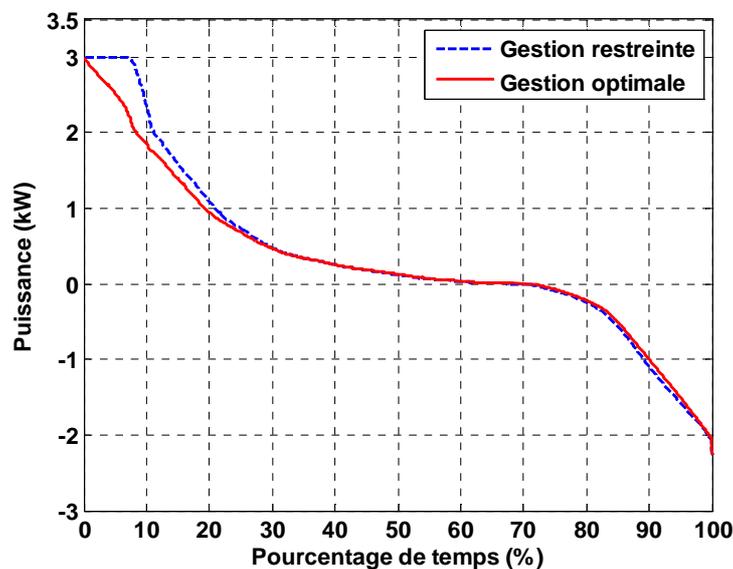


Figure 3.12 : Courbe de distribution de la puissance échangée avec le réseau avec une gestion par programmation dynamique

La Figure 3.13 montre les profils de puissance dans le système pour la même journée que nous avons utilisée en exemple pour la gestion restreinte.. La vente d'énergie stockée à partir du réseau n'est pas autorisée, elle n'apporte donc aucun gain financier. Par conséquent la stratégie optimale consiste à ne décharger les batteries que pour réaliser l'écrêtage lorsque le PV n'est pas suffisant. La stratégie de décharge est donc identique à celle de la gestion restreinte. En revanche, on observe une stratégie de charge différente de la gestion restreinte. Cette fois ci, les batteries sont rechargées avec l'énergie PV qui est donc considérée comme valorisée. La quantité d'énergie PV injectée sur le réseau est donc beaucoup plus faible.

Dans le cas de la simulation annuelle, on laisse l'état de charge libre en imposant uniquement qu'il soit identique en début et en fin d'année. Dans ce contexte, on remarque que les batteries sont chargées avec le réseau entre 15h et 17h en prévision du jour suivant. Cette charge n'est pas possible avec le surplus de PV l'après midi à cause de la discrétisation de l'état de charge des

batteries. Entre 8h et 10h, l'état de charge des batteries est compris entre 20% et 50%, et donc le rendement charge est très bon (conformément au tableau 2.IV). La charge s'effectue par pas de « $2\Delta\text{SOC}$ » (0.02) avec une puissance de 1.8 kW. Après 10h, l'état de charge des batteries dépasse 50% et le rendement de charge chute à 0.7. La charge s'effectue donc avec le pas de discrétisation minimum d'une valeur de 0.01 avec une puissance de 1.2 kW. L'idéal serait d'utiliser le reste du PV pour charger encore plus les batteries afin d'éviter d'utiliser le réseau plus tard (ici entre 15h et 17h). Mais une charge plus importante entre 10h et 13h ne pourrait s'effectuer que par un pas de discrétisation de « $2\Delta\text{SOC}$ », ce qui doublerait la puissance nécessaire à 2.4kW. Le PV ne produisant pas assez pendant cette période, la charge est maintenant à « $1\Delta\text{SOC}$ » et une puissance de 1.2kW. Une plus forte discrétisation permettrait une gestion encore plus optimisée mais engendrerait un nombre de calcul beaucoup plus important.

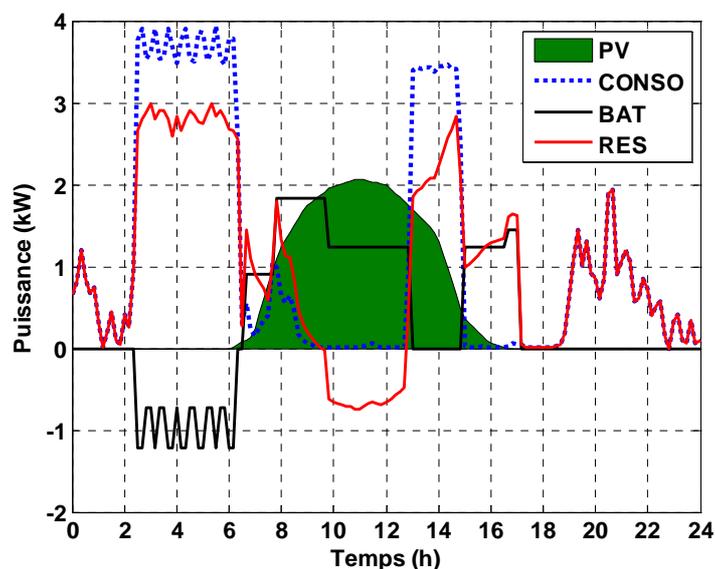


Figure 3.13 : Profils journalier des puissances dans le système avec la gestion optimale pour une journée exemplaire (22 Février 2007)

Conformément au modèle de vieillissement des batteries présenté dans le §2.2.2, l'état de santé « *SOH* » des batteries dépend de la quantité d'énergie déchargée. La quantité d'énergie extraite des accumulateurs étant identiques, le coût vieillissement est aussi identique pour les deux gestions (restreinte et optimale). Finalement, la gestion par programmation dynamique optimise la recharge des batteries pour valoriser l'utilisation de l'énergie PV. On s'attend naturellement à une facture énergétique finale plus faible avec la gestion optimale qu'avec la gestion restreinte.

La Figure 3.14 présente les flux de trésorerie sur l'année avec la gestion optimale et la gestion restreinte. Ce graphique confirme que, conformément à un critère de performance (ici

économique), la stratégie proposée par la programmation dynamique est meilleure que la stratégie restreinte. La stratégie de gestion calculée avec la PD, et donc le gain réalisé (environ 6% dans notre exemple), dépend entièrement du contexte économique.

Ainsi, nous allons voir que nous pouvons contrôler l'utilisation de l'énergie PV en imposant le contexte économique (mode de tarification et valeur des tarifs).

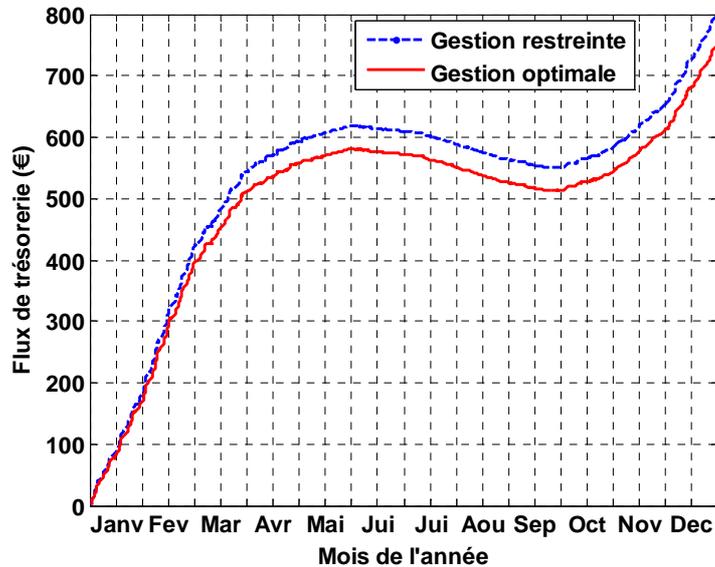


Figure 3.14 : Flux de trésorerie pendant l'année avec la stratégie restreinte et optimale

3.6.3 Application pour l'écrêtage avec l'énergie photovoltaïque

Grâce à la programmation dynamique, nous avons pu déterminer une stratégie de gestion qui réalise l'écrêtage de la consommation de manière optimale conformément à un critère de performance. Sur la Figure 3.13, on remarque que l'abondante majorité de l'énergie PV est injectée sur le réseau. Cela peut traduire plusieurs causes :

- La consommation n'est pas corrélée avec la production PV
- Le contexte économique n'incite pas à stocker l'énergie PV pour assurer la fonction d'écrêtage
- Le système est surdimensionné. La puissance crête PV est trop importante par rapport aux besoins pour assurer l'écrêtage donc tout le surplus est injecté.

Le prix d'achat de l'énergie PV étant égal au prix de vente de l'électricité sur le réseau et le contexte économique n'incite pas particulièrement à stocker la production PV. Compte tenue de la quantité d'énergie suffisante à produire pour réaliser l'écrêtage calculée dans le §2.5 (environ 550 kWh), on constate que le générateur PV est surdimensionné ($3 \text{ kW} \times 1100 \text{ kWh/kWc/an} = 3300 \text{ kWh}$). On rappelle que notre objectif initial est de valoriser l'énergie PV connectée au réseau en garantissant la fonction d'écrêtage de la consommation à partir de la source

renouvelable. D'après les résultats présentés, l'énergie photovoltaïque n'est pas utilisée efficacement. Nous proposons de modifier le contexte économique pour inciter à stocker l'énergie PV qui sera ensuite valorisée en écrétant la consommation.

On se place dans un contexte économique identique à celui de l'Allemagne présenté dans le §1.1.3. Le schéma de principe avec le stockage intégré est rappelé sur la Figure 3.15. Les tarifs appliqués sont ceux de l'année 2015 du Tableau 1.I et sont rappelés dans le Tableau 3.VI qui présente la valeur les paramètres de simulation.

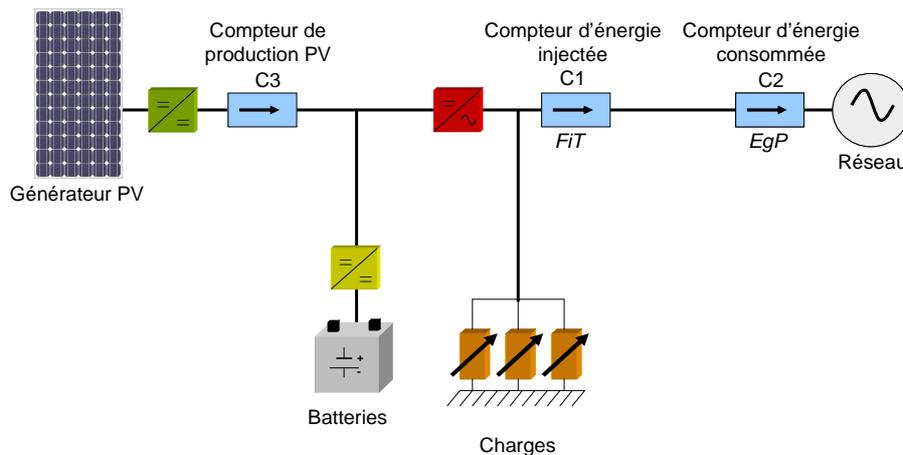


Figure 3.15 : Schéma de principe de la tarification appliqué pour l'application d'écrêtement avec l'énergie PV

Le système de stockage est considéré comme une charge car il est placé entre le compteur de production PV et les compteurs d'énergie injectée et consommée. Compte tenu des tarifs appliqués, la production PV sera en priorité utilisée pour alimenter les charges ou charger les batteries, et seulement le surplus sera injecté. L'énergie stockée sera ensuite utilisée pour écrêter la consommation et éviter de payer la pénalité.

Tableau 3.VI : Valeur des paramètres de simulation pour l'écrêtement de pointe avec l'énergie PV par programmation dynamique

| Contraintes et pas de simulation | |
|---|--------------------------------|
| $P_{\text{reseau}}^{\text{max}} / P_{\text{reseau}}^{\text{min}}$ | 3 / $-\infty$ kW |
| $P_{\text{max}}^{\text{ch}} / P_{\text{max}}^{\text{dch}}$ | 2.5 / 2.7 kW |
| $\text{SOC}^{\text{min}} / \text{SOC}^{\text{max}}$ | 0.2 / 0.9 |
| SOH^{min} | 0.7 |
| Pas de simu Δt | 10 min |
| Contexte économique | |
| EgP (constant) | 0.227 €/kWh |
| FiT (constant) | 0.2469 €/kWh |
| ScT (constant) | 0.1436 €/kWh |
| GpF (constant) | 2.27 €/kWh ($10 \times EgP$) |

La Figure 3.16 montre la puissance échangée avec le réseau dans le cas Français et Allemand pendant la journée exemplaire du 22 février, et la figure 3.17 montre les profils d'état de charge correspondants.

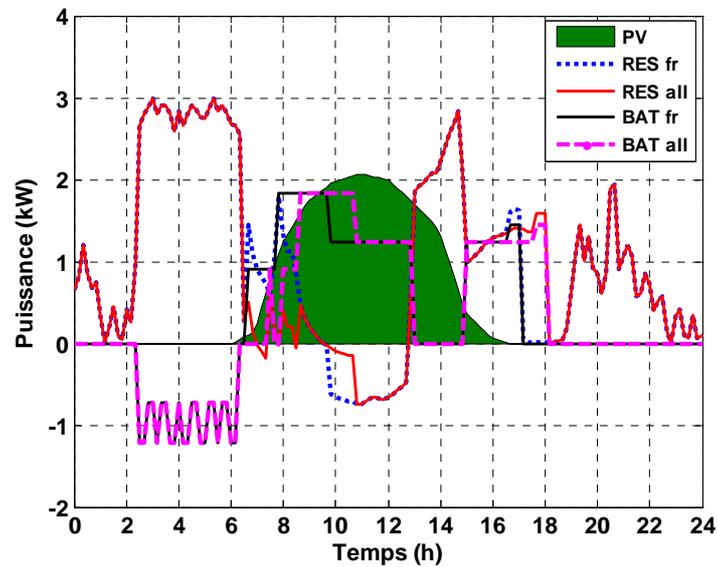


Figure 3.16 : Puissance échangée dans le système dans un contexte Français sans subvention et le contexte Allemand (journée du 22 février)

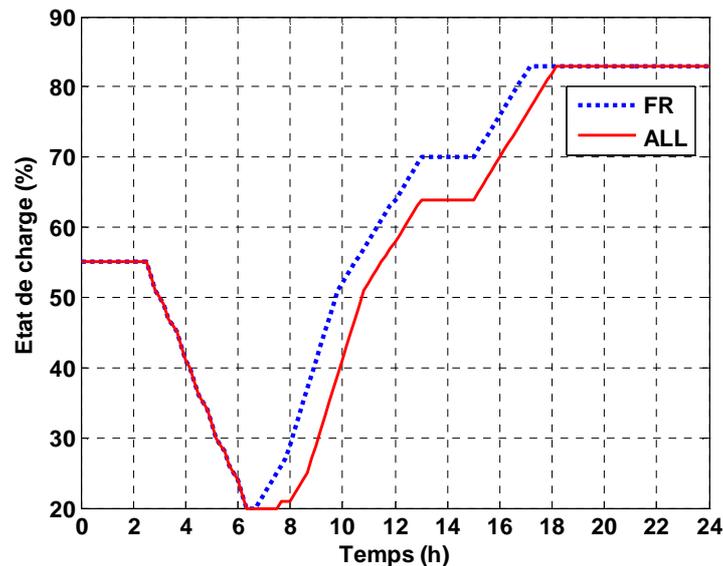


Figure 3.17 : États de charge des batteries dans un contexte Français sans subvention et le contexte Allemand (journée du 22 février)

Dans le contexte Français, l'énergie auto consommée n'étant pas rémunérée, l'énergie PV est en priorité utilisée pour charger les batteries tant que la contrainte sur « P_{res} » est vérifiée. C'est pour cela que les batteries sont chargées dès que le générateur PV produit. Si la puissance PV n'est pas suffisante pour faire varier l'état de charge d'un pas « ΔSOC », alors on utilise le réseau en appoint.

Dans le contexte Allemand, l'énergie auto consommée étant rémunérée, l'énergie PV est en priorité utilisée pour alimenter les charges, même si la contrainte sur « P_{res} » est vérifiée. Les batteries sont chargées avec le PV uniquement lorsque la production solaire est supérieure à la consommation.

Dans l'exemple présenté, on observe que cette différence de gestion réduit la quantité d'énergie PV injectée sur le réseau dans le cas Allemand. Cependant, sur la courbe de distribution annuelle présentée sur la Figure 3.18, on remarque que la différence d'énergie PV annuelle injectée sur le réseau entre les deux gestions est minime. Nous nous attendions à une différence plus importante entre les courbes. Même avec une gestion qui incite à auto consommer et stocker l'énergie PV, une importante partie de la production PV est injectée sur le réseau. Cela traduit le sur-dimensionnement du générateur PV par rapport à l'écrêtage de pointe à 3kW et à la courbe de consommation. En effet, conformément à la Figure 2.17, la consommation n'est jamais supérieure à 3kW pendant les mois d'été (juin, juillet et août) alors que la production PV est maximum. Ainsi, toute la production en été est injectée sur le réseau dans le cas Allemand et Français. C'est pourquoi les courbes de distributions sont aussi similaires.

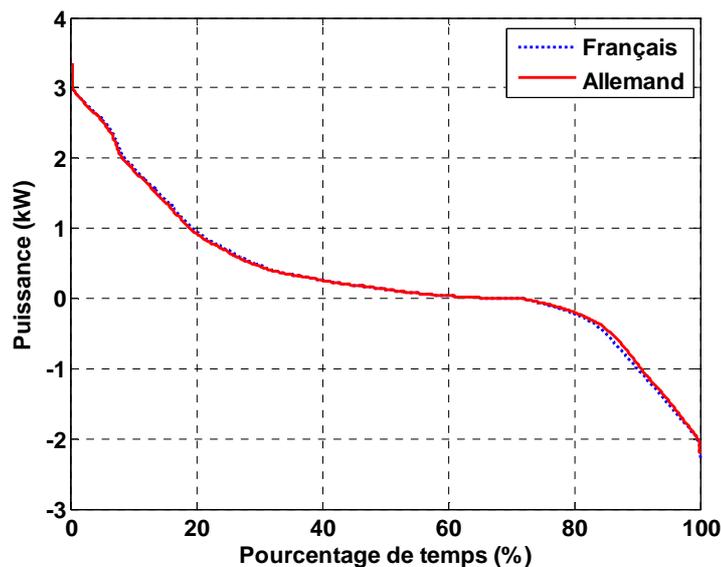


Figure 3.18 : Distribution annuelle de la puissance échangée avec le réseau dans le cas Français sans subvention et le cas Allemand

Se pose alors la question d'un dimensionnement optimale : quelle serait la taille du générateur PV et de l'élément de stockage qui assureraient la fonction d'écrêtage de pointe tout en optimisant l'utilisation de l'énergie PV (c'est-à-dire qui minimisent l'énergie injectée sur le réseau et qui maximisent l'écrêtage à partir du générateur PV) ?

Avec la gestion optimale que nous proposons, nous pourrions maintenant optimiser le dimensionnement, mais cela n'a malheureusement pas été réalisé par manque de temps. Par conséquent, nous garderons ce dimensionnement pour la suite de nos exemples tout en considérant qu'il n'est pas optimal.

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé des algorithmes de gestion d'énergie pour l'étape prévisionnelle du système de supervision proposé au chapitre 1. Nous avons montré qu'une gestion basée sur de simples règles de comparaison atteint ces limites sur l'efficacité de l'utilisation de l'énergie PV. Avec la méthode de programmation dynamique, nous avons ensuite développé un algorithme d'optimisation qui calcul la stratégie optimale conformément à un critère de performance économique. Nous avons validé son efficacité en comparant les résultats avec la gestion dite « restreinte ». Enfin, nous avons exploité l'algorithme d'optimisation pour montrer dans quel cadre l'énergie PV est utilisée pour la fonction d'écrêtage de pointe. Nous en avons déduit qu'un générateur de 3kW crête est surdimensionné pour cette application.

Dans la suite de nos travaux, nous allons utiliser l'algorithme d'optimisation pour une gestion journalière. Pour calculer la stratégie optimale, nous aurons besoin de données prévisionnelles. Dans ce cas, quelle sera la performance de la stratégie prévisionnelle s'il y a une erreur de prédiction ? Les contraintes seront-elles encore respectées ? Faudra-il modifier la stratégie ? La réponse à ces questions introduit la notion de gestion réactive qui fait l'objet du chapitre suivant.

Chapitre 4

Vers une gestion réactive

Dans le chapitre 3, nous avons développé des stratégies de gestion dites « prévisionnelles », c'est-à-dire qu'elles nécessitent des données prédictives. Or, il se trouve que certaines données d'entrée sont difficilement prévisibles avec une bonne fiabilité. Cela concerne particulièrement les conditions météorologiques (irradiation « E » et température ambiante « T_{amb} »), et le profil de consommation (« $P_{charges}$ »). Face à ces erreurs de prédiction, les stratégies calculées précédemment ne garantissent plus forcément l'application d'écrêtage de la consommation. L'énergie PV n'est alors plus valorisée et le système perd une grande partie de son intérêt.

Dans ce chapitre, nous allons développer des algorithmes dits « réactifs » capables de modifier la stratégie prévisionnelle en fonction des erreurs de prédiction (perturbation). Cela correspond à l'étape réactive du système de supervision proposé dans le §1.5.2. Pour cela, nous introduirons la notion de gestion au jour le jour et nous démontrerons les besoins d'une gestion réactive pour assurer l'efficacité du système. Après une présentation d'un algorithme réactif dit « restreint », nous utiliserons le principe d'optimalité de Bellman pour développer une gestion au jour le jour optimale. Au travers de trois exemples, nous montrerons les performances d'une gestion réactive et nous observerons ses limites.

4.1 Introduction à la gestion réactive

4.1.1 Gestion optimale au jour le jour

De par l'utilisation de prédictions annuelles, il apparaît évident que la stratégie optimale calculée pour l'année n'est plus optimale si on l'applique sur un système en temps réel. On propose alors de calculer la stratégie optimale au jour le jour, c'est-à-dire en début de chaque journée pour les prochaines 24h. Les prédictions, qui sont nécessaires uniquement sur 24h, sont alors plus fiables et plus précises.

Nous utiliserons toujours la programmation dynamique et l'algorithme de Bellman pour calculer la stratégie optimale sur 24h. On met une contrainte supplémentaire sur l'état de charge final de sorte que celui-ci soit imposé. Ainsi, on contrôle la quantité d'énergie dans les batteries en début de chaque journée, ce qui offre un degré de liberté maximale. Par exemple, si on prévoit, 48h à l'avance, une très faible irradiation pendant toute une journée, on peut imposer que les batteries soient pleinement chargées à la fin de la journée précédente. Il est important de remarquer que le respect de cette nouvelle contrainte n'est pas possible avec la gestion restreinte présentée dans le chapitre 3§3.2. Généralement, nous imposerons que l'état de charge final soit

identique à l'état de charge initial. Ainsi, aucune énergie « gratuite » précédemment stockée dans les batteries n'est utilisée.

Afin d'offrir un degré de liberté maximum au système, la limite sur « P_{res}^{max} » est considérée comme une pénalité (et non une contrainte) qui engendre une dépense calculée de la même manière que dans le §3.6.2 et rappelée ci-dessous :

Si $P_{res}(t) > P_{res}^{max}$

$$Dépense = P_{res}^{max} \times EgP(t) \times \Delta t + |P_{res}(t) - P_{res}^{max}| \times GpF(t) \times \Delta t$$

Avec :

GpF : **Grid penalty Factor** (facteur de pénalité du réseau (€/kWh))

Le Tableau 4.I rappelle les caractéristiques du système sur lequel on travaille. Le Tableau 4.II présente la valeur des paramètres de la simulation réalisée à titre d'exemple. Sur la Figure 4.1, sont présentées les données d'entrée de la période de simulation qui correspond aux 22 et 23 février 2007.

Tableau 4.I : Caractéristiques du système étudié

| | |
|---------------------------------------|-----------------------|
| $P_{charges}^{max}$ | 5.6 kW |
| $P_{pv}^{crête}$ | 3 kW |
| Techno PV | Si poly cristallin |
| Coût inv PV | 5000 €/kWc |
| $C_{bat}(0)$ | 100 Ah |
| SOC(0) | 50 % |
| Nb bat série | 10 |
| Nb branches parallèles | 1 |
| Techno Bat | Pb plaques tubulaires |
| Coût inv bat | 150 €/kWh |

Tableau 4.II : Paramètres de la simulation avec la programmation dynamique

| Contraintes et pas de simulation | |
|---|-----------------------|
| $P_{reseau}^{max} / P_{reseau}^{min}$ | 3 / $-\infty$ kW |
| $P_{max}^{ch} / P_{max}^{dch}$ | 2.5 / 2.3 kW |
| SOC^{min} / SOC^{max} | 0.2 / 0.9 |
| SOH^{min} | 0.7 |
| Pas de simu Δt | 10 min |
| Contexte économique | |
| EgP (constant) | 0.11 €/kWh |
| FiT (constant) | 0.11 €/kWh |
| GpF (constant) | 1.10 €/kWh (10 × EgP) |

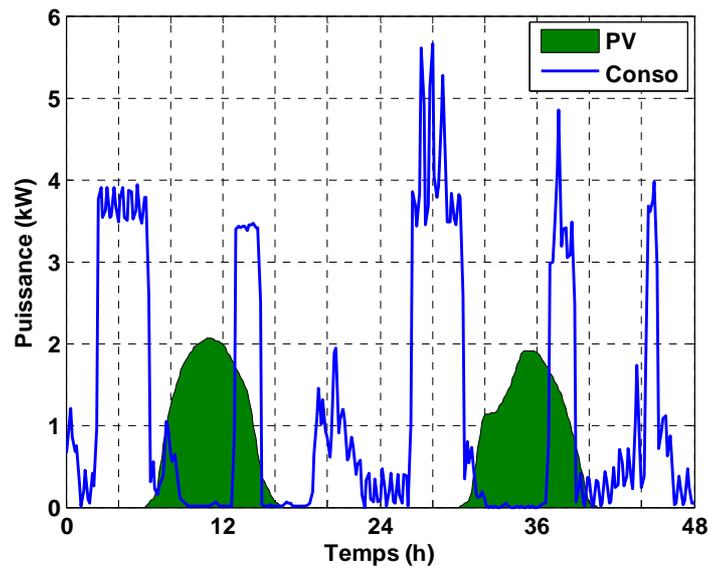


Figure 4.1 : Données d'entrée de la simulation sur 48h pour la gestion au jour le jour (22 et 23 février 2007)

Le profil d'état de charge optimal calculé au jour le jour est présenté sur la Figure 4.2. On remarque que la contrainte sur l'état de charge final de chaque journée est bien respectée.

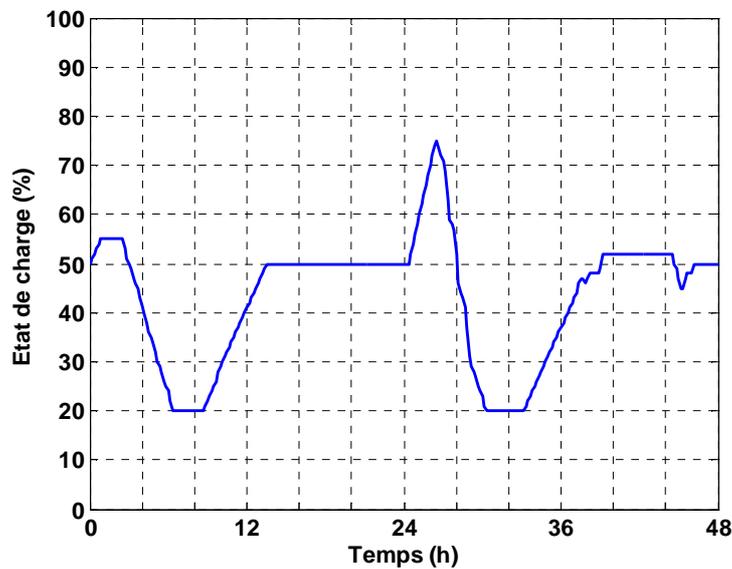


Figure 4.2 : Profil d'état de charge optimal calculé pour 48h au jour le jour

La gestion au jour le jour est meilleure qu'une gestion annuelle car les données prévisionnelles sont plus précises et plus fiables. Cependant, nous ne sommes toujours pas à l'abri d'erreurs de prédictions, même sur un avenir à court terme de 24h.

4.1.2 Quand et pourquoi être réactif ?

Jusqu'à présent, nous avons calculé la stratégie de gestion optimale à partir de données prévisionnelles de l'irradiation, la température ambiante et la consommation (on considère que les prix de l'électricité sont parfaitement connus). Les prévisions sur ces données ne pouvant être parfaites, des erreurs par rapport aux valeurs réelles sont inévitables (perturbations). Comment évolue le système si on applique la commande prévisionnelle en présence de perturbations ? Faut-il modifier la commande prévisionnelle à chaque erreur de prédiction ? Si oui, pourquoi et comment ? Pour répondre à ces questions, on propose d'étudier l'évolution du système dans le cas où on applique la stratégie prévisionnelle en présence de perturbations pendant une journée de référence exemplaire (22 février 2007).

Sur la Figure 4.3 sont présentés le profil de consommation prévisionnel (considéré égal au profil réel), la production PV prévisionnelle et la production PV réelle de la journée de référence du 22 février. On considère une erreur sur la disponibilité de l'énergie photovoltaïque de sorte que la production réelle soit deux fois plus faible que celle prévue.

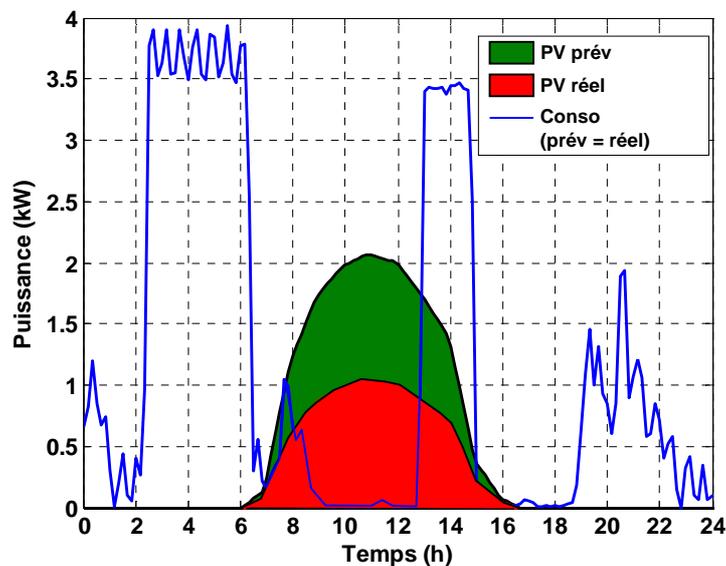


Figure 4.3 : Comparaison entre les données d'entrées prévisionnelles et réelles

On calcule la commande prévisionnelle avec l'algorithme de Bellman et les données prévisionnelles de la Figure 4.3. Le profil d'état de charge des batteries proposé avec ces données d'entrée est présenté sur la Figure 4.4. On applique ce profil prévisionnel en boucle ouverte, c'est-à-dire que l'on impose l'état de charge des batteries de la Figure 4.4 quelles que soient les conditions réelles. Le nouveau profil de la puissance échangée avec le réseau suite à la perturbation (PV/2) est présenté sur la Figure 4.5.

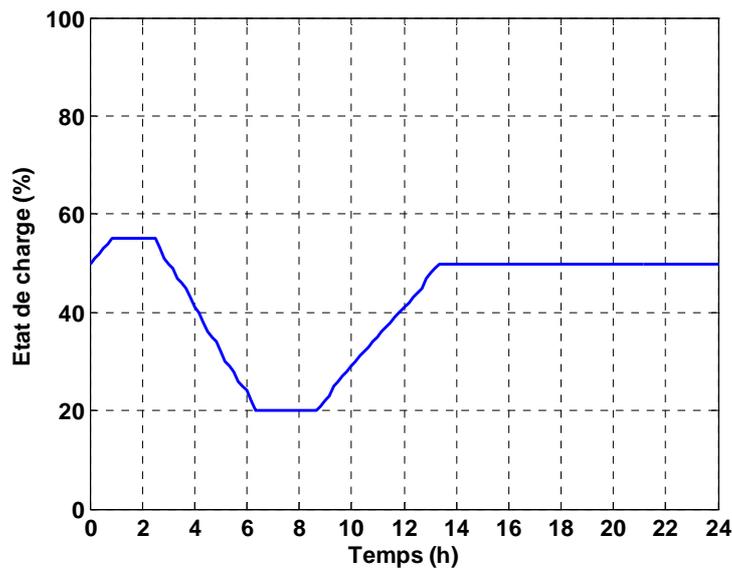


Figure 4.4 : Stratégie de gestion des batteries prévisionnelle pour la journée de référence du 22 février 2007

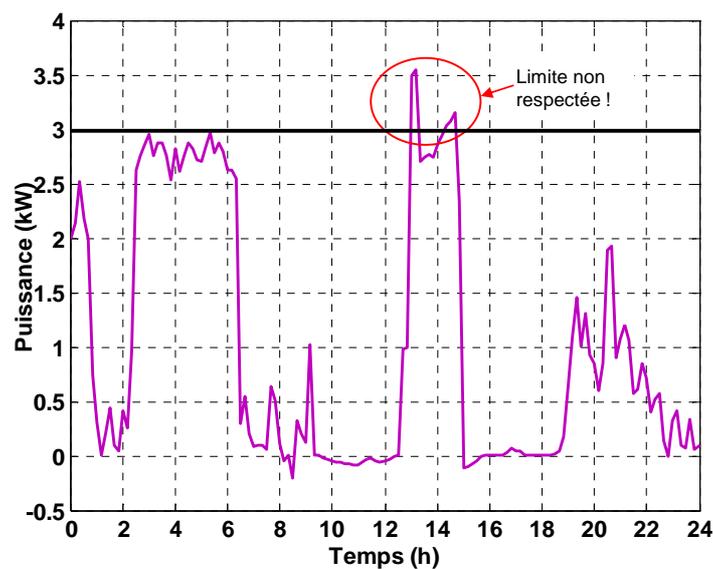


Figure 4.5 : Puissance échangée avec le réseau en présence d'une perturbation « PV/2 » en appliquant la stratégie prévisionnelle en chaîne ouverte

On remarque qu'entre 13h et 14h, la puissance échangée avec le réseau est supérieure à la limite imposée de 3 kW. L'algorithme d'optimisation anticipe une importante production photovoltaïque entre 13h et 14h en même temps qu'une forte consommation. Il prévoit alors assez d'énergie pour alimenter les charges sans utiliser les batteries et sans dépasser la limite. Suite à la perturbation non anticipée, la production PV n'est pas suffisante pour assurer cette opération et l'énergie manquante est soutirée au réseau ce qui aboutit au dépassement de la limite.

Cette remarque nous permet d'introduire les définitions de « perturbation critique » et « perturbations non critique » suivantes :

Définition 4.1 : Perturbation critique

Perturbation suffisamment importante pour que les contraintes du problème ne soient plus vérifiées lorsque l'on applique la stratégie de gestion prévisionnelle.

Définition 4.2 : Perturbation non critique

On parle de perturbation non critique dès lors qu'il existe une différence non nulle entre la valeur anticipée d'une donnée d'entrée au problème de répartition de l'énergie et la valeur réelle mesurée. Et ce, sans que cela soit critique.

D'après les définitions ci-dessus, la perturbation « PV/2 » est une perturbation critique entre 13h et 14h. C'est une perturbation non critique le reste du temps.

Selon l'importance de la pénalité imposée, la rentabilité du système peut être mise en jeu si les contraintes ne sont pas respectées. De plus, les contraintes étant formulées en fonction de l'application à réaliser, le système ne joue plus son rôle initial si celles-ci ne sont plus vérifiées. Dans cas, on propose de corriger la stratégie prévisionnelle en fonction des perturbations afin que le système continue à jouer son rôle initial sans remettre en cause sa rentabilité.

4.2 Correction restreinte

A l'identique de la gestion restreinte, la correction restreinte est basée sur des règles de correction pré définies. La commande prévisionnelle est modifiée en fonction des perturbations de sorte que les contraintes soient toujours vérifiées.

4.2.1 Algorithme

La Figure 4.6 montre l'organigramme de l'algorithme proposé. Le principe consiste à appliquer la commande prévisionnelle tant que les contraintes sont respectées et de ne la modifier qu'en présence de perturbations critiques. La démarche est la suivante :

- 1) Calcul de la puissance batterie en fonction de la commande prévisionnelle « $I_{bat}(t)^*$ » issue de l'algorithme d'optimisation et de la tension mesurée des batteries « $V_{bat}(t)$ ».
- 2) Vérification des contraintes physiques par rapport à l'état de charge SOC
 - Si les contraintes sont vérifiées
 - Alors on maintient la commande prévisionnelle

Si les contraintes ne sont pas vérifiées

Alors on impose une nouvelle commande prévisionnelle égale à zéro

3) Mesures des données réelles et calcul des perturbations

Si il n'y pas de perturbations

Alors on applique la commande prévisionnelle issue de l'étape 2)

Si il existe des perturbations

Alors on calcule la puissance réseau correspondant à la commande prévisionnelle et aux perturbations et :

4) Étude de la nature des perturbations

Si les perturbations ne sont pas critiques

Alors on applique la commande prévisionnelle issue de l'étape 2)

Si les perturbations sont critiques

Alors on limite la puissance réseau aux valeurs seuils et :

5) Calcul de la nouvelle commande « $P_{bat}(t)$ » qui vérifie les contraintes sur « $P_{res}(t)$ » conformément aux perturbations critiques

6) Vérification des contraintes physiques sur la nouvelle commande

Si les contraintes sont vérifiées

Alors on applique la nouvelle commande issue de l'étape 5)

Si les contraintes physiques ne sont pas vérifiées

Alors il n'est pas possible de vérifier les contraintes physiques et les contraintes sur « $P_{res}(t)$ » conformément aux perturbations et au dimensionnement du

système. On impose la commande qui vérifie les contraintes physiques

mais, dans ce cas, les contraintes sur « $P_{res}(t)$ » ne sont plus respectées.

Le vecteur commande « $U(t)$ » présenté dans le chapitre 3§1.1 ne contenant qu'un seul élément « $I_{bat}(t)^*$ », le courant des batteries (où la puissance « $P_{bat}(t)^*$ » comme dans l'algorithme de la Figure 4.6) est la seule commande sur laquelle on peut agir pour modifier la stratégie prévisionnelle. Donc, lorsqu'une contrainte sur « $P_{res}(t)$ » est violée, on calcul la nouvelle commande « $I_{bat}(t)$ » qui assure de vérifier la contrainte. L'état de charge « SOC » et la puissance des batteries « P_{bat} » dépendent directement de la commande en courant imposée aux batteries. Ces paramètres sont contraints par les relations (3.7) et (3.9) rappelées ci-dessous par les relations (4.1) et (4.2).

$$SOC^{min} \leq SOC(t) \leq SOC^{max} \quad (4.1)$$

$$P_{bat}^{min} \leq P_{bat}(t) \leq P_{bat}^{max} \quad (4.2)$$

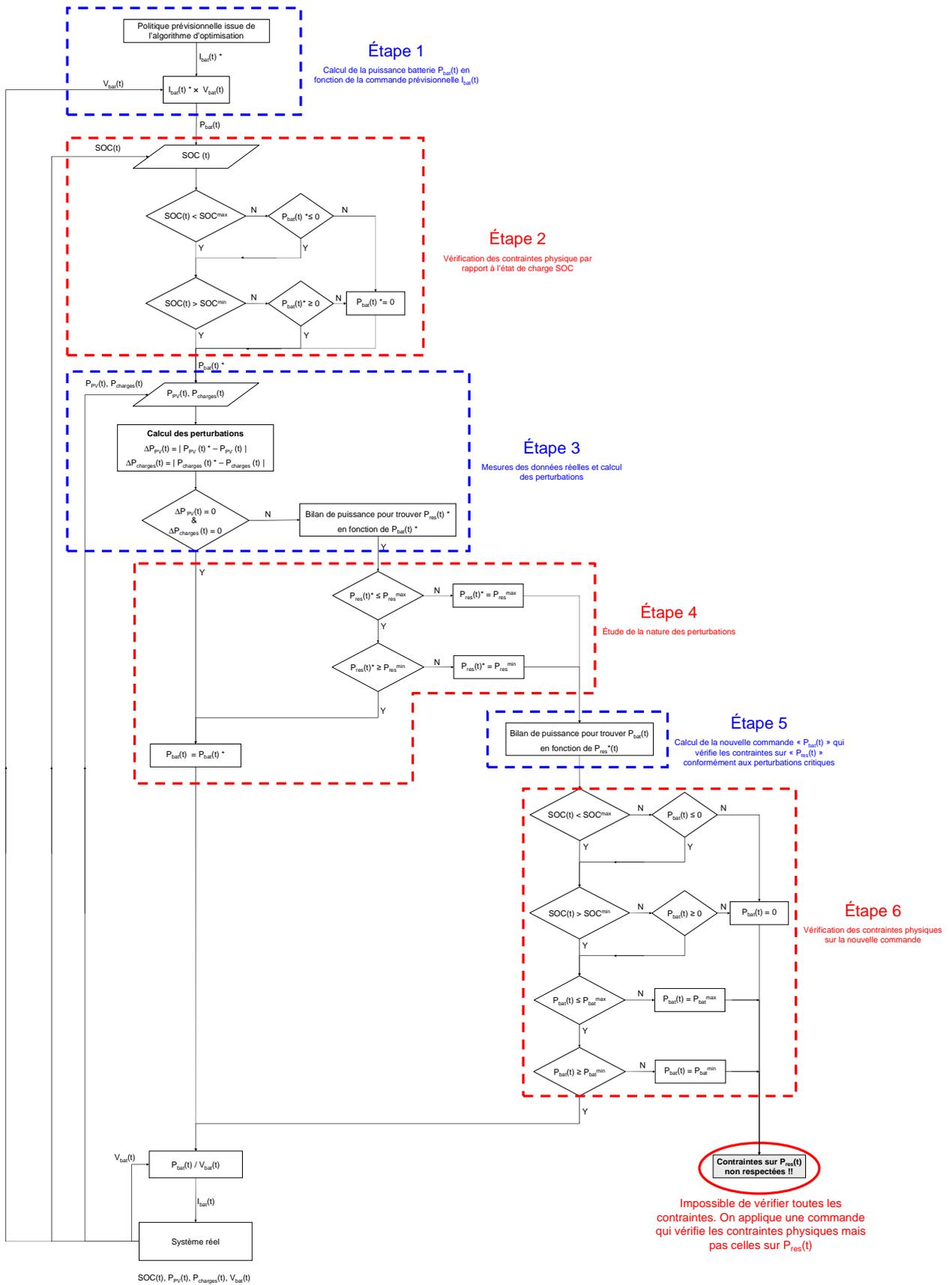


Figure 4.6 : Organigramme de l’algorithme de correction sans optimisation

Ces contraintes étant des contraintes physiques, elles sont prioritaires sur celles de la puissance réseau et doivent impérativement être vérifiées par la nouvelle commande. Si ce n'est pas le cas, alors on impose une commande qui vérifie les contraintes physiques mais pas celle sur la puissance réseau. Dans ce cas, le système est mal dimensionné et il n'est pas possible de vérifier toutes les contraintes à cet instant.

4.2.2 Résultats et interprétations

Observons l'effet de la correction restreinte sur la perturbation de la journée de référence du 22 février. Sur la Figure 4.7 sont rappelées les données prévisionnelles et réelles. On applique la correction proposée par l'organigramme de la Figure 4.6 pour corriger la commande prévisionnelle de la Figure 4.4. Les Figures 4.8 et 4.9 comparent respectivement les profils d'état de charge prévisionnel et corrigé, et le profil prévisionnel et corrigé de la puissance échangée avec le réseau.

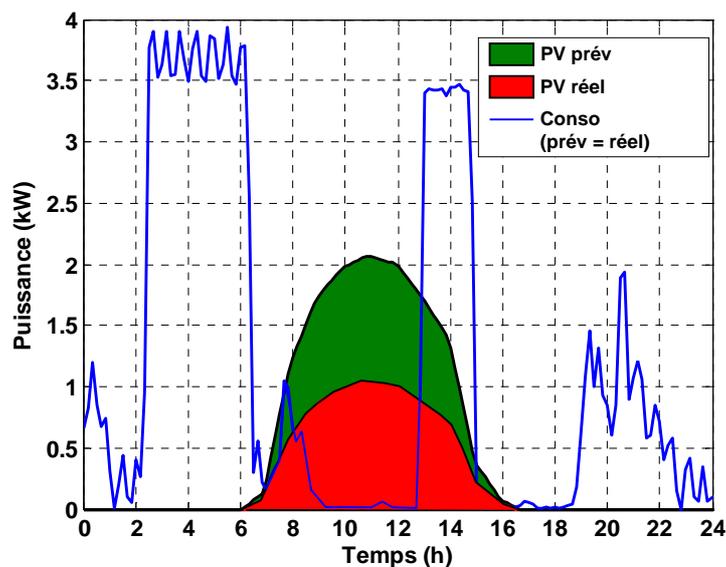


Figure 4.7 : Données d'entrée réelles et prévisionnelles pour les algorithmes d'optimisation et de correction

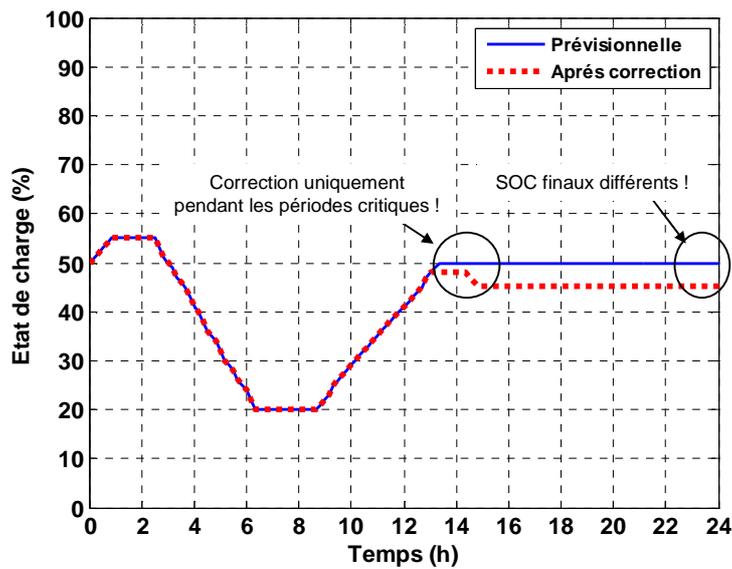


Figure 4.8 : Profils d'état de charge des batteries prévisionnel et réel corrigé sans optimisation

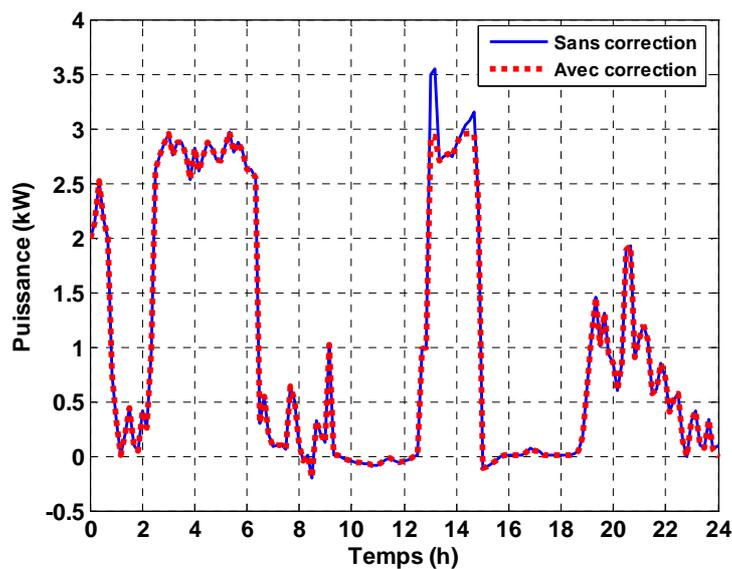


Figure 4.9 : Puissance échangée avec le réseau en présence de perturbations avec la commande prévisionnelle et la correction sans optimisation

On observe bien que la stratégie est modifiée uniquement pendant la période critique et que l'on applique la commande prévisionnelle le reste du temps. Grâce à la correction, la puissance échangée avec le réseau ne dépasse plus la limite entre 13h et 14h car la charge des batteries est limitée. De plus, celles-ci sont déchargées pour assurer le respect des contraintes (Figure 4.8).

En présence de perturbations non critiques, la stratégie prévisionnelle n'est plus optimale mais n'est pas modifiée pour autant. Par conséquent, la stratégie corrigée assure le respect des contraintes mais n'assure pas l'optimisation conformément aux conditions réelles.

De plus, l'inconvénient de cette méthode de correction est qu'elle n'anticipe pas les conséquences de la modification de la stratégie sur l'état de charge final des batteries. Un changement de la stratégie prévisionnelle aboutit donc forcément à un état de charge final différent. On observe ce phénomène sur la Figure 4.8.

On en déduit que la correction restreinte n'est pas une solution satisfaisante pour la gestion au jour le jour. On considère cette méthode comme un système de sécurité qui assure le respect des contraintes mais qui ne garantit pas l'état de charge des batteries à la fin de la journée.

4.3 Correction par une optimisation réactive

La correction une optimisation réactive consiste à réajuster la stratégie prévisionnelle de sorte qu'elle devienne optimale conformément aux nouvelles conditions réelles. Par conséquent, la stratégie est modifiée à chaque perturbation même pour celles qui ne sont pas critiques. Cela correspond à résoudre le problème d'optimisation globale à chaque perturbation. Nous allons montrer comment exploiter le principe d'optimalité pour résoudre le problème de correction optimale sans avoir recours à l'algorithme d'optimisation prévisionnelle présenté dans le ch3.3, qui est trop lourd en calcul pour réagir en temps réel [DES-03][NAS-63].

4.3.1 Principe d'optimalité et méthodes d'application

a) Principe d'optimalité pour la correction

L'algorithme de Bellman est une méthode graphique de programmation dynamique dont l'intérêt réside dans le principe d'optimalité énoncé au chapitre 3§3.5 que nous rappelons ci-dessous [BEL-52].

Principe d'optimalité

« Une politique est optimale si, à une période donnée, quelles que soient les décisions précédentes, les décisions qui restent à prendre constituent une politique optimale en regard du résultat des décisions précédentes. »

Rappelons que nous avons appliqué le principe d'optimalité pour calculer la stratégie optimale prévisionnelle. Dans ce cas, le principe d'optimalité se traduit par la formule (3.22) rappelée ici en (4.3).

$$C(x_j)^* = \underset{w_i}{\text{Min}} [P(u_{w_i, x_j}) + C(w_i)^*] \quad (4.3)$$

Avec :

$C(x_i)^*$: Coût du plus court chemin qui aboutit au sommet « i » (connu car calculé précédemment).

$\{W\}$ l'ensemble des prédécesseurs de « j »

$U_{wi,xj}$: Arc entre le sommet « j » et le sommet précédent « i »

$P(u_{wi,xj})$: Poids de l'arc entre le sommet « j » et son prédécesseur « i ».

Sous la forme (4.3), le principe d'optimalité permet de déterminer le chemin le plus court entre l'état initial et l'état auquel on se place. Le résultat est l'arborescence des sous politiques optimales qui associe à chaque sommet le coût minimum pour atteindre ce sommet à partir du sommet initial. Prenons l'exemple du graphe de la Figure 4.10 qui montre le résultat de l'algorithme de Bellman pour une simulation qui dure 3 pas de temps (figure identique à celle de l'étape 12 de la figure 3.9).

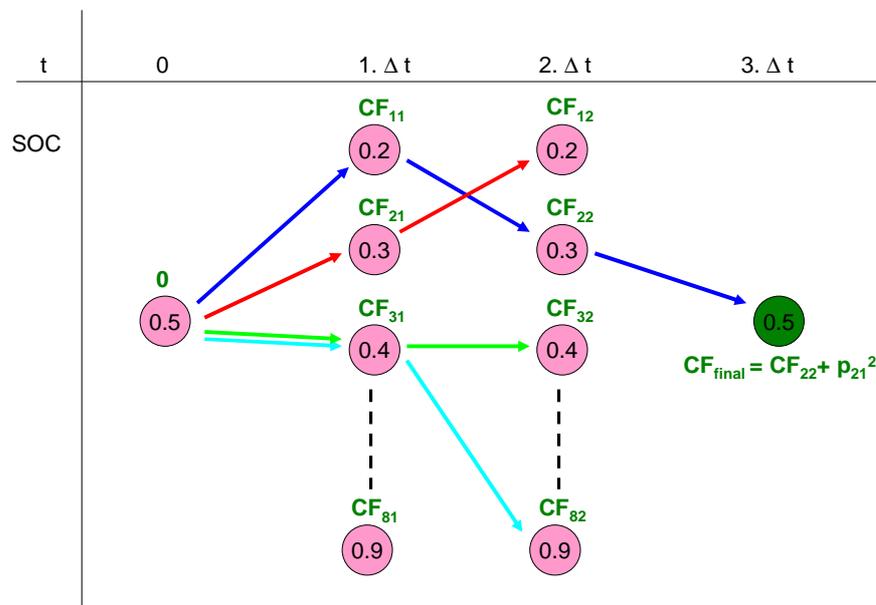


Figure 4.10 : Arborescence des sous politiques optimales obtenue à la fin de l'application de l'algorithme d'optimisation (exemple avec trois pas de temps)

Quel que soit l'état auquel on se place, la Figure 4.10 nous informe sur les politiques (et les coûts optimaux associés) qui ont permis d'aboutir à l'état présent (i.e. les décisions antérieures). Par exemple à l'état « 0.3 » au pas de temps « $2 \Delta t$ », on apprend que le coût minimal pour atteindre cet état à partir de l'état initial vaut « CF_{22} » et que le chemin correspondant passe par l'état « 0.2 » au pas de temps précédent (« $1 \Delta t$ »).

L'étape de correction a pour objectif de déterminer la nouvelle stratégie à appliquer pour rester optimal en fonction des perturbations quel que soit l'état de charge présent des batteries. On souhaite donc déterminer le chemin le plus court entre un état de charge quelconque (à

l'instant présent) et l'état de charge final imposé. Soit $\{Y\}$ l'ensemble des successeurs (sommets suivants) du sommet « xi », alors la correction par une optimisation réactive se traduit par la formule (4.4) ci-dessous.

$$C(x_i)^* = \underset{y_j}{\text{Min}} [P(u_{xi,yj}) + C(y_j)^*] \tag{4.4}$$

Avec $C(y_i)^*$ le coût du plus court chemin entre le sommet « j » et le sommet final.

Le principe d'optimalité peut également se traduire sous la forme (4.4) à condition de connaître à priori les « $C(y_i)^*$ » (i.e. les décisions qui restent à prendre). Nous avons montré, au travers l'exemple de la Figure 4.10, que le raisonnement suivi jusqu'à présent ne nous permet pas de connaître ces informations.

On propose alors d'inverser le sens de résolution du problème de plus court chemin dans le graphe d'état pondéré en partant de l'état final jusqu'à l'état initial (sens inverse). On construit ainsi l'arborescence des sous politiques optimales pour remonter à l'état initial à partir de l'état final. Cela est possible car on travaille en horizon fini et que l'on connaît l'état final et l'état initial tous deux imposés. Si on applique ce raisonnement à l'exemple de la Figure 4.10, on obtient l'arborescence illustrée sur la Figure 4.11.

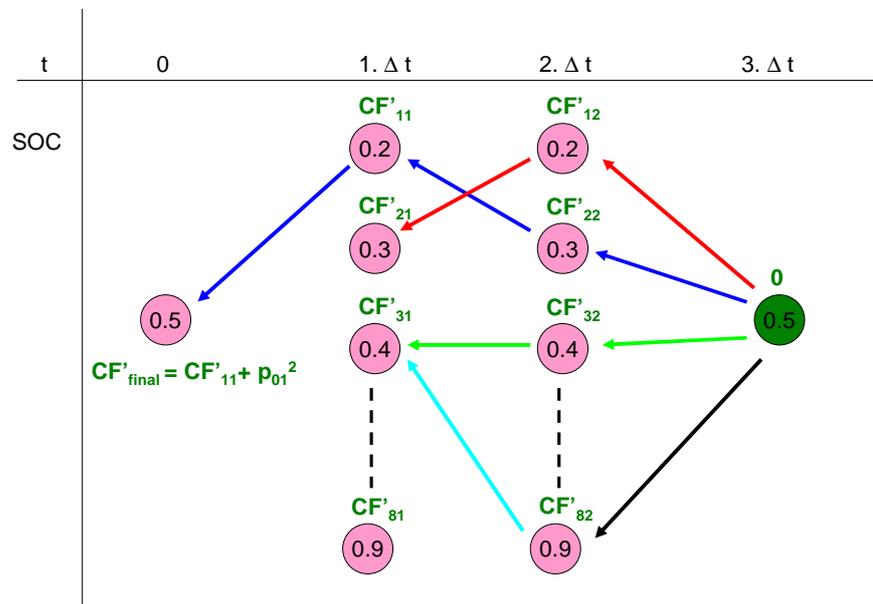


Figure 4.11 : Arborescence des sous politiques optimales obtenue avec l'algorithme de Bellman en sens inverse (exemple avec trois pas de temps)

Si on lit le graphe de la Figure 4.11 dans le sens direct, le coût associé à chaque état correspond aux coûts des sous politiques optimales qui aboutissent à l'état de charge final imposé. Par exemple à l'état « 0.2 » à la période « 1.Δt », on apprend alors que le coût de la

politique optimale pour aboutir à l'état final vaut « CF^*_{i1} » et que le chemin correspondant passe par l'état « 0.3 » au pas de temps suivant (« $2.\Delta t$ »).

La valeur des poids des arcs en sens inverse et en sens direct est identique car le calcul respecte l'hypothèse 3.1 énoncé au chapitre 3§3.5 que nous rappelons ci-dessous.

Hypothèse 3.1 :

Le poids de l'arc « $P(u_{xi,xj})$ », alors qu'on se trouve dans l'état « i » et que l'on prend la décision « $u_{xi,xj}$ », ne dépend que de ces deux éléments et pas du tout des décisions antérieures qui ont permis d'aboutir en « i »

Théoriquement, la stratégie optimale calculée en sens inverse est identique à celle calculée en sens direct, mais cela n'est pas forcément vrai s'il existe plusieurs chemins dont les coûts sont équivalents. Pour mettre cela en évidence, on propose de déterminer le plus court chemin à travers le graphe de la Figure 4.12 avec les deux sens de résolution. Le coût associé à chaque arc correspond au flux de trésorerie (« CF » pour *cash flow*). Les sommets représentent l'état de charge des batteries. L'état final imposé est égal à l'état initial qui vaut 0.5. Le poids des arcs est marqué en rouge.

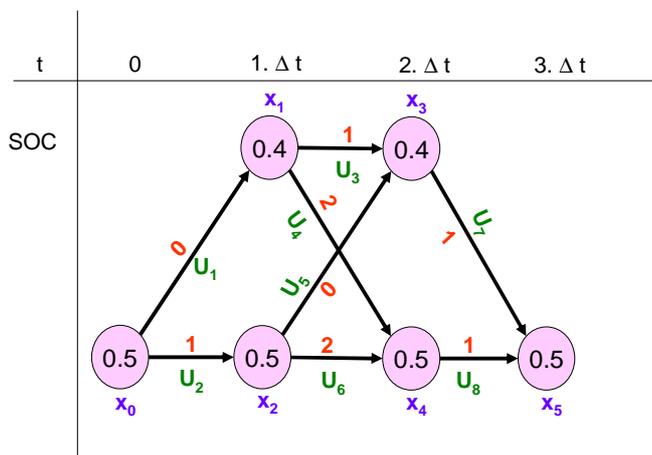


Figure 4.12 : Graphe exemplaire pour comparer le calcul de la stratégie optimale entre le sens direct et le sens inverse

Calcul en sens direct :

- 1) $CF^*(x_0) = 0$
- 2) $CF^*(x_1) = \min [P(u_1) + CF^*(x_0)] = \min [0 + 0] = 0$

$$3) CF^*(x_2) = \min [P(u_2) + CF^*(x_0)] = \min [1 + 0] = 1$$

$$4) CF^*(x_3) = \min [P(u_3) + CF^*(x_1), P(u_5) + CF^*(x_2)] = \min [1, 1] = 1$$

On se retrouve avec 2 chemins de mêmes coûts. Pour choisir, on impose la règle suivante :

Règle pour le choix du chemin :

Si deux chemins qui aboutissent à un état de charge de valeur « xi » ont le même coût, on choisit le chemin qui provient de l'état de charge de valeur la plus proche.

Si on applique cette règle dans le cas du sommet « x3 », alors on choisit le chemin qui provient du sommet « x1 » (état de charge identique égale à 0.4).

$$5) CF^*(x_4) = \min [P(u_4) + CF^*(x_1), P(u_6) + CF^*(x_2)] = \min [2, 3] = 2. \text{ Le chemin le plus court pour aboutir à } x_4 \text{ est de passer par } x_1.$$

$$6) CF^*(x_5) = \min [P(u_7) + CF^*(x_3), P(u_8) + CF^*(x_4)] = \min [2, 3] = 2. \text{ Le chemin le plus court pour aboutir à } x_5 \text{ est de passer par } x_3 \text{ et } x_1.$$

On trouve alors que le chemin le plus court entre l'état initial et l'état final est de passer par les sommets x1 et x3. Le coût de ce chemin, dessiné en traits pleins rouges sur la Figure 4.13, est égal à 2.

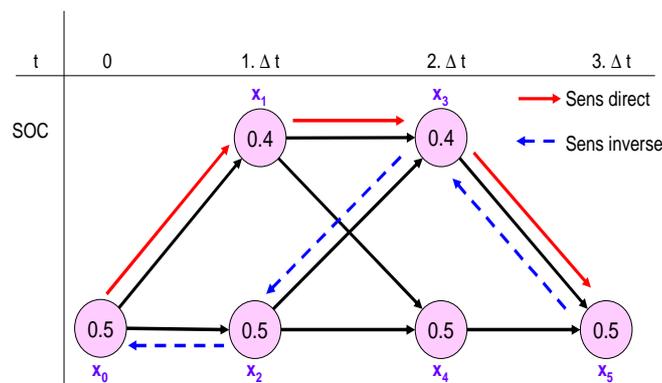


Figure 4.13 : Chemins les plus court calculé en sens direct et en sens inverse

Calcul en sens inverse :

$$1) CF^*(x_5) = 0$$

$$2) CF^*(x_3) = \min [P(u_7) + CF^*(x_0)] = \min [1 + 0] = 1$$

$$3) CF^*(x_4) = \min [P(u_8) + CF^*(x_0)] = \min [1 + 0] = 1$$

$$4) CF^*(x_1) = \min [P(u_3) + CF^*(x_3), P(u_4) + CF^*(x_4)] = \min [2, 3] = 2. \text{ Le chemin le plus court pour aboutir à } x_1 \text{ à partir de l'état final } x_5 \text{ est de passer par } x_3.$$

$$5) CF^*(x_2) = \min [P(u_5) + CF^*(x_3), P(u_6) + CF^*(x_4)] = \min [1, 3] = 1. \text{ Le chemin le plus court pour aboutir à } x_2 \text{ à partir de l'état final } x_5 \text{ est de passer par } x_3.$$

$$6) CF^*(x_0) = \min [P(u_1) + CF^*(x_1), P(u_2) + CF^*(x_2)] = \min [2, 2] = 2.$$

On se retrouve également avec 2 chemins de même coût. Si on applique cette règle énoncée dans le calcul en sens direct, on choisit le chemin qui provient du sommet « x_2 » (état de charge identique égale à 0.5).

On trouve alors que le chemin le plus court entre l'état final et l'état initial est de passer par les sommets x_2 et x_3 . Le coût de ce chemin, dessiné en pointillés bleus sur la Figure 4.13 est égal à 2.

Puisque les deux stratégies aboutissent aux mêmes coûts, le choix n'a pas d'impact sur le résultat final. Cependant, il sera important de savoir que la stratégie optimale dépend du sens de calcul lorsque nous comparons la stratégie prévisionnelle avec celle corrigée. Il ne faudra pas confondre les différences dues au sens du calcul et celles dues à la correction.

Désormais, nous calculerons la stratégie prévisionnelle en sens inverse pour obtenir l'arborescence des sous politiques optimales et des coûts restants (de la même forme que la Figure 4.11). Nous allons maintenant montrer comment réajuster la stratégie prévisionnelle à partir de l'arborescence obtenue et du principe d'optimalité.

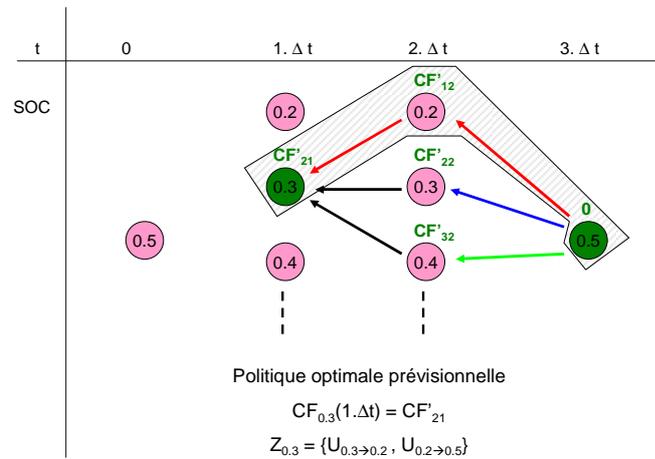
b) Application au cas d'étude

Avec la méthode d'optimisation utilisée, une erreur de prédiction sur un pas de temps « Δt » se traduit par une erreur sur le poids des arcs pendant ce pas de temps. Dans ce cas, le réajustement est composé de 2 étapes qui sont :

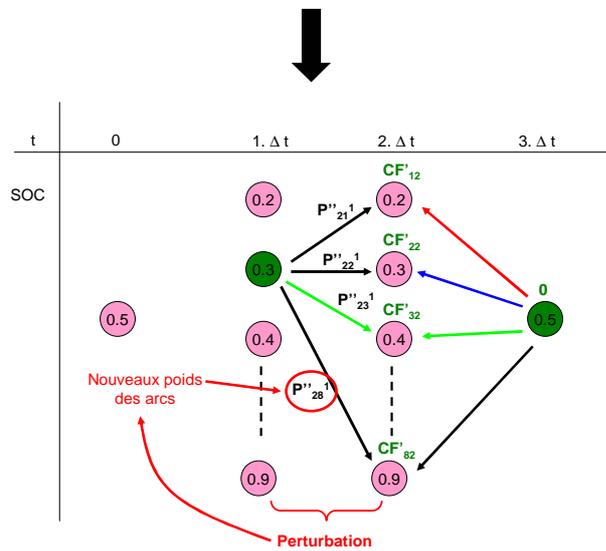
- 1) Calcul du nouveau poids des arcs du pas de temps pendant lequel il y a une perturbation.
- 2) Détermination de la nouvelle politique optimale conformément aux nouveaux poids des arcs.

A titre d'exemple, reprenons le graphe des états de charge et l'arborescence des sous politiques optimales associée de la Figure 4.11. Supposons que l'on se trouve en l'état « 0.3 » au pas de temps « $1.\Delta t$ ». Par une mesure faite au temps « $1.\Delta t$ » on anticipe une perturbation pendant le pas de temps à venir « Δt ». On souhaite alors calculer la nouvelle politique optimale à suivre connaissant les coûts restants et les sous politiques optimales pour atteindre l'état final. Le raisonnement, schématisé sur la Figure 4.14, est le suivant :

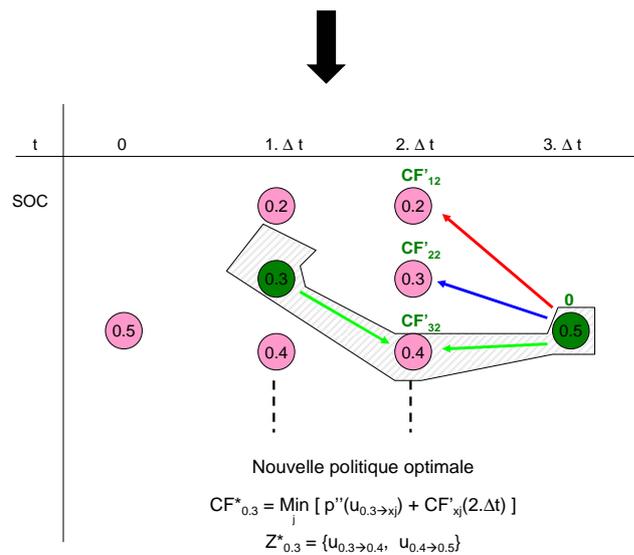
- 1) Calcul du nouveau poids des arcs sur le pas de temps « Δt » (entre le sommet « 0.3 » et tous les sommets du pas de temps suivant « $2.\Delta t$ ») en présence de la perturbation.
On obtient alors l'ensemble des sous politiques optimales qui restent à prendre compte tenu du résultat des décisions précédentes.
- 2) Application du principe d'optimalité pour déterminer la nouvelle politique optimale.



1) Politique optimale prévisionnelle à partir de l'état « 0.3 » au temps « 1.Δt »



2) Mesure au temps « 1.Δt » et anticipation d'une perturbation sur le pas de temps à venir, calcul des nouveaux poids



3) Application du principe d'optimalité pour déterminer la nouvelle politique optimale prévisionnelle

Figure 4.14 : Détails de l'étape de correction pour la solution « mise à jour des données prévisionnelles »

A travers cet exemple, on comprend le besoin de l'arborescence des sous politiques optimales et des coûts restants pour réaliser une optimisation réactive. Cela justifie le calcul en sens inverse.

La Figure 4.14 illustre une méthode de correction particulière que l'on appelle correction par « anticipation court terme des données d'entrée ». Par des mesures à chaque pas de temps, on prévoit la valeur des données d'entrée sur le prochain pas de temps (prévision à court terme). Si les nouvelles prévisions sont différentes des prévisions initiales, on calcule le nouveau poids des arcs sur le prochain pas de temps et on corrige la commande prévisionnelle en conséquence. Dans l'exemple présenté sur la Figure 4.14, la méthode de prévision à court terme consiste simplement à considérer la valeur mesurée comme constante sur le prochain pas de temps. Une meilleure correction pourrait être obtenue avec une méthode de prévision plus évoluée. L'organigramme de la méthode de correction par une optimisation réactive est présenté sur la Figure 4.15.

On souligne qu'il existe d'autres méthodes de réajustement que nous ne détaillons pas ici (« mise à jour de l'état des batteries », « calcul des variations »,...).

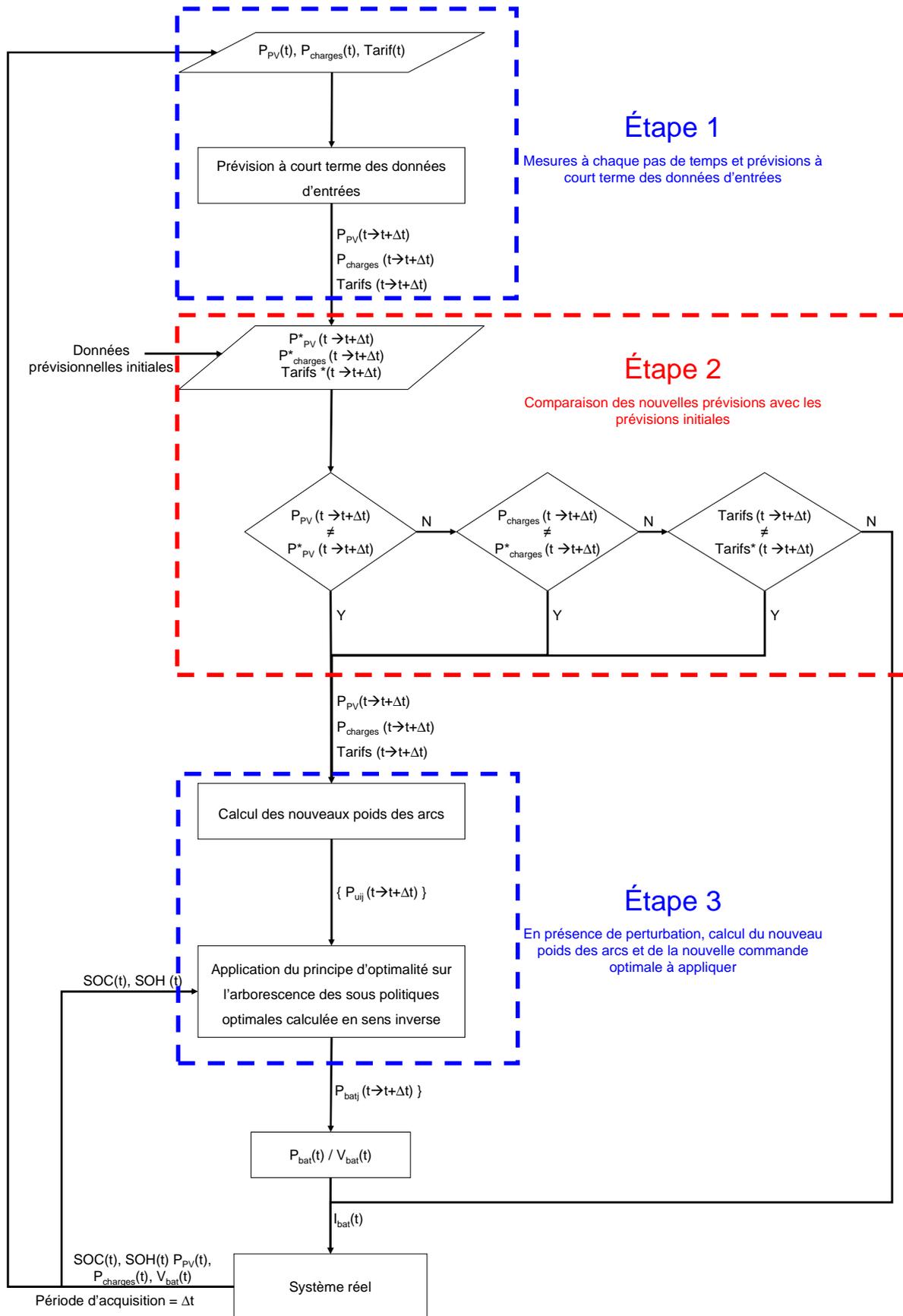


Figure 4.15 : Organigramme de la correction par optimisation réactive proposée

4.3.2 Résultats et interprétations

Nous allons présenter les résultats de la correction proposée sur trois cas d'études :

- 1) Erreur de 50% sur la disponibilité de l'énergie PV (cas identique à celui de la correction restreinte)
- 2) Passages de nuages au dessus du générateur PV qui sont initialement non prévus
- 3) Données prévisionnelles initiales lissées

a) Erreur de 50% sur la disponibilité PV

On travaille toujours avec le même système dont les caractéristiques sont rappelées dans le Tableau 4.I. On se place pendant la journée de référence du 22 février avec les données d'entrées prévisionnelles et réelles présentées sur la Figure 4.16. Les Figures 4.17 et 4.18 comparent respectivement les profils d'état de charge prévisionnel et corrigé, et le profil prévisionnel et corrigé de la puissance échangée avec le réseau.

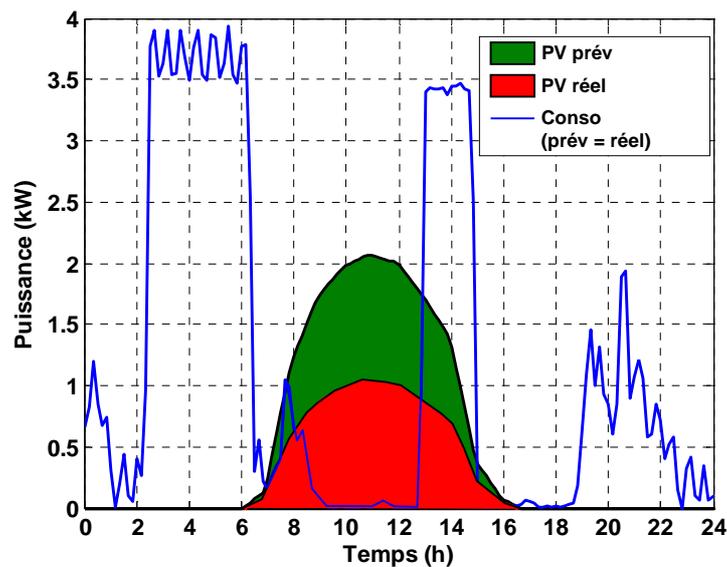


Figure 4.16 : Comparaison entre les données d'entrées prévisionnelles et réelles

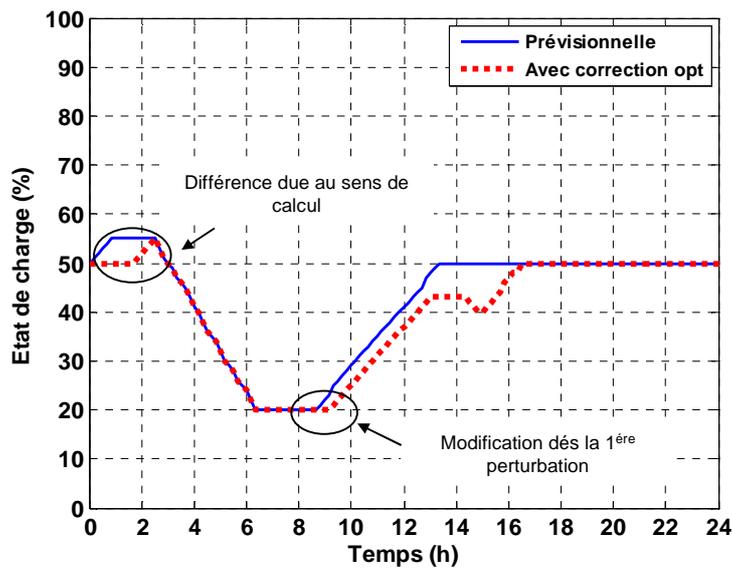


Figure 4.17 : Profil d'état de charge des batteries après la correction par réajustement dans le cas d'une perturbation « PV/2 » pendant la journée de référence (22 février)

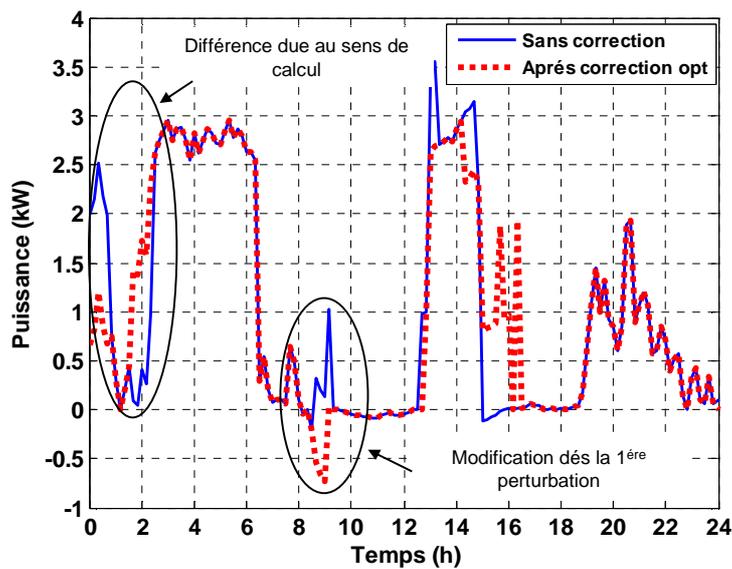


Figure 4.18 : Profil de puissance échangé avec le réseau après la correction par réajustement dans le cas d'une perturbation « PV/2 » pendant la journée de référence (22 février)

Sur la Figure 4.18, on remarque les modifications dues au sens du calcul de la solution prévisionnelle en début de journée. Le coût de la stratégie est identique si la charge des batteries est effectuée à 0h ou à 2h. La stratégie prévisionnelle est calculée en sens direct, tandis que la stratégie corrigée se base sur le calcul en sens inverse. Il faut donc faire attention à ne pas confondre cet écart avec une correction à cause des perturbations.

A la différence de la correction restreinte, on voit que l'optimisation réactive modifie la stratégie prévisionnelle dès la première perturbation, même si elle n'est pas critique. De plus, la stratégie corrigée aboutit bien à l'état de charge final imposé, ce qui est parfaitement adapté à une gestion au jour le jour.

La valeur finale des flux de trésorerie après la correction est de 9.49 €. Dans le cas idéal, c'est-à-dire si la perturbation « PV/2 » avait été anticipée initialement, la valeur finale des flux de trésorerie serait de 9.48 €, soit une différence de 0.1% avec la stratégie corrigée. La correction par réajustement modifie la stratégie de gestion de manière à respecter les contraintes imposées et de se rapprocher de la stratégie idéale.

b) Nuages au dessus du générateur PV

On propose maintenant d'étudier le cas d'une perturbation plus réaliste qui correspond au passage de nuages au dessus du générateur PV. On suppose que les nuages n'étaient initialement pas prévus de sorte que la production PV prévisionnelle soit identique à celle de la Figure 4.16. On suppose également qu'il n'y a aucune erreur sur le profil de consommation et les tarifs de l'électricité (EgP et FiT). On simule le passage de nuages en divisant la production PV prévisionnelle chaque demi-heure par un nombre aléatoire compris entre 1.2 et 5 (chaque 30min entre 8h et 15h). Le profil de consommation et la production PV réelle avec le passage des nuages sont présentés sur la Figure 4.19. Les résultats sont présentés sur les Figure 4.20 et 4.21.

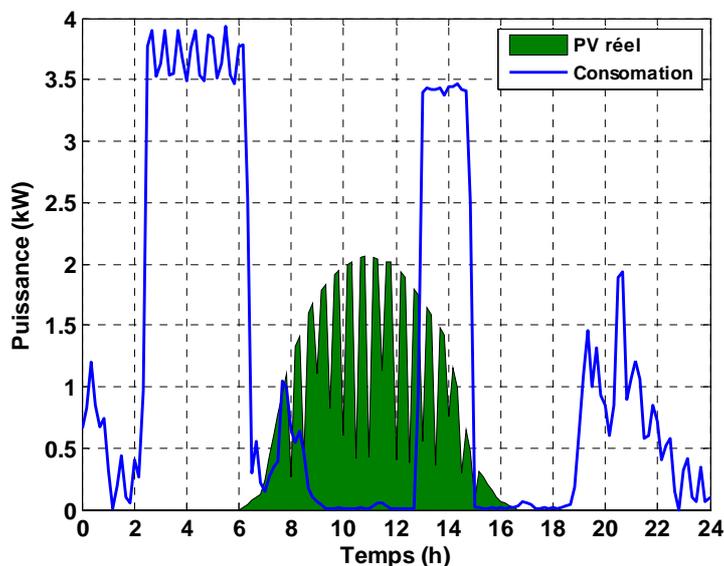


Figure 4.19 : Production PV réelle en présence de nuages pendant la journée de référence (22 février 2007)

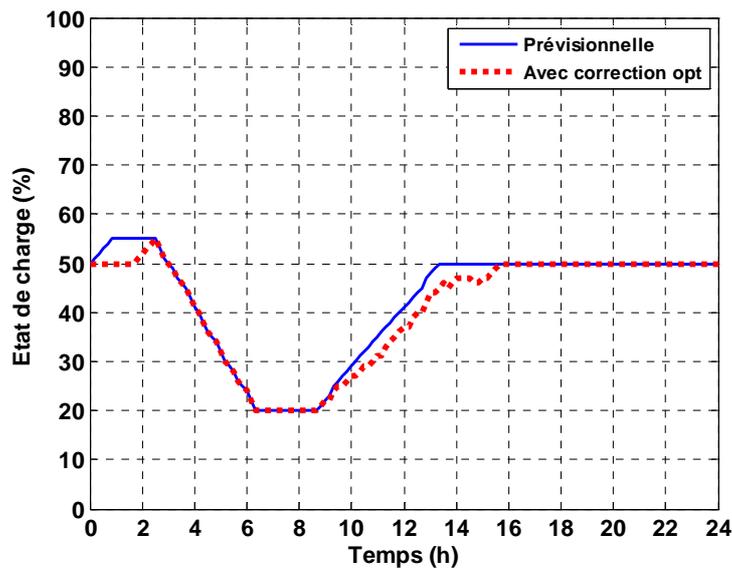


Figure 4.20 : Profils d'état de charge des batteries après la correction par réajustement dans le cas d'une perturbation « passage de nuages » pendant la journée de référence (22 février)

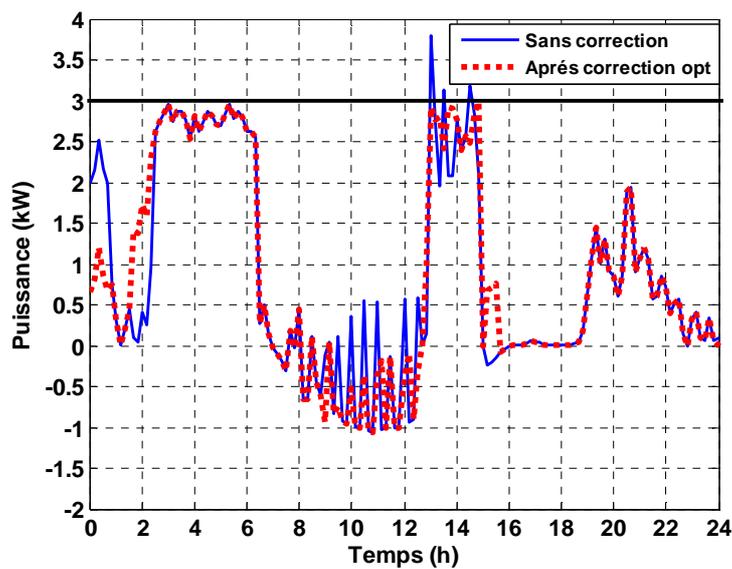


Figure 4.21 : Profil de puissance échangé avec le réseau après la correction par réajustement dans le cas d'une perturbation « passage de nuages » pendant la journée de référence (22 février)

On remarque que la présence de nuages est une perturbation critique à 13h et 15h et que la correction assure toujours le respect des contraintes dans cette situation. On remarque la robustesse de la méthode de correction car les modifications de la stratégie ne varient pas de façon aussi aléatoire ni aussi fréquemment que les perturbations.

c) Données prévisionnelles lissées

Dans ce cas d'étude, on suppose que les données prévisionnelles initiales sont moins précises et moins fiables. Jusqu'à présent, nous avons utilisé des prévisions avec un pas de temps de 10min. Cette précision est difficile à obtenir pour une anticipation de 24h, et le pourcentage d'erreur avec ce pas de temps est important. Il est plus facile d'avoir des données prévisionnelles sur 24h avec un pas de temps de l'ordre de 1h ou 30min.

On se place dans le cas où les données prévisionnelles sur la consommation sont moyennées sur 30min de sorte que le profil soit lissé par rapport au profil réel, comme indiqué sur la Figure 4.22. La stratégie de charge des batteries et la courbe de puissance échangée avec le réseau après la correction par rapport aux données réelles sont présentées sur les Figures 4.23 et 4.24. La stratégie dite « idéale » correspond au cas où toutes les perturbations sont anticipées, c'est-à-dire que les prédictions sont parfaites (correspondants aux données réelles de la Figure 4.22).

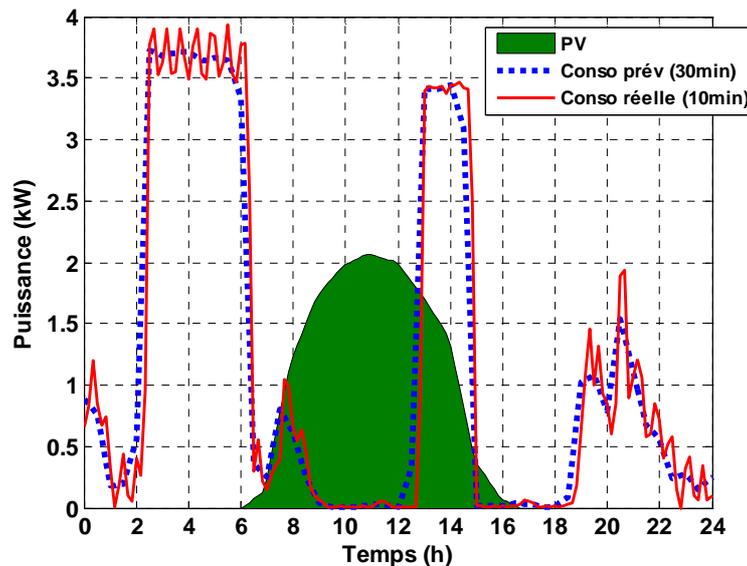


Figure 4.22 : Profils de consommation prévisionnel et réel dans le cas où les prévisions sont lissées pour la journée de référence (22 février)

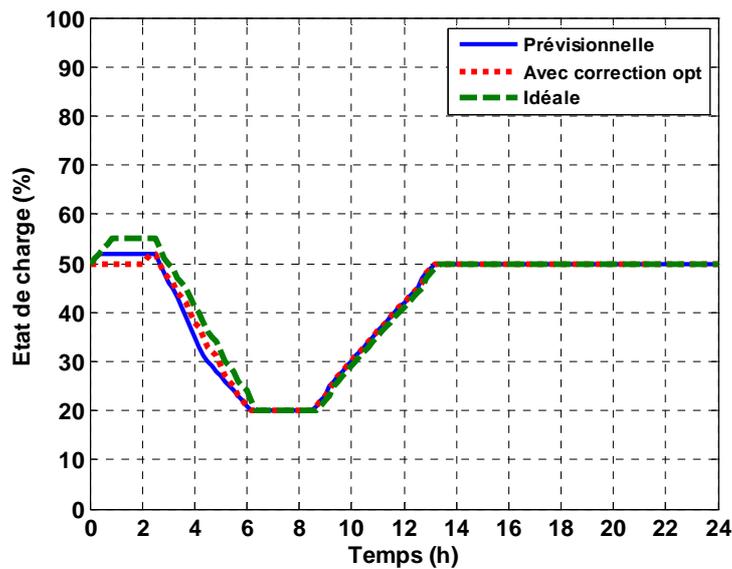


Figure 4.23 : Profils d'état de charge des batteries après correction par réajustement dans le cas de la courbe de consommation prévisionnelle lissée (22 février)

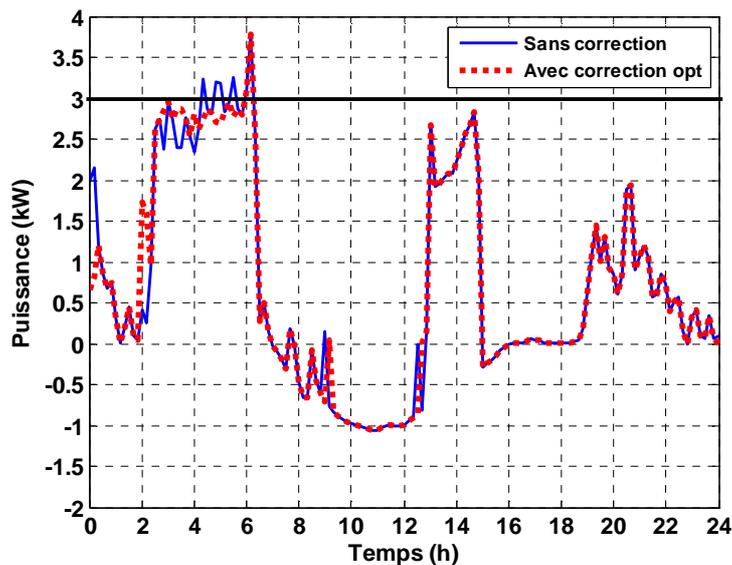


Figure 4.24 : Puissance échangée avec le réseau après correction par réajustement dans le cas de la courbe de consommation prévisionnelle lissée (22 février)

On remarque que les corrections à appliquer sur la stratégie de charge des batteries pour répondre à la courbe de charge réelle sont très faibles. Les variations rapides autour de la moyenne sont compensées avec le réseau tant que les contraintes sont respectées. Puisque les perturbations sont faibles (valeurs réelles toujours autour de la moyenne prévisionnelle), la stratégie corrigée suit de très près la stratégie prévisionnelle.

Au moment de la perturbation critique (6h), les batteries sont à leur état de charge minimum et il n'est pas possible de les utiliser pour limiter la puissance soutirée au réseau. On voit que la stratégie idéale serait de charger les batteries en début de journée afin d'assurer la décharge suffisante pendant la période critique. Cependant, cela nécessite d'anticiper la perturbation critique plusieurs pas de temps à l'avance.

Cet exemple montre la limite de la méthode de correction proposée. La stratégie est modifiée uniquement pendant les perturbations qui ne sont pas anticipées. La stratégie prévisionnelle ne peut pas être modifiée à priori pour assurer la disponibilité du stockage pendant une perturbation future. Si le degré de liberté est limité pendant une perturbation critique (par exemple les batteries sont à leur état de charge minimum), il n'est pas possible d'assurer le respect des contraintes.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé les algorithmes de l'étape réactive du système de supervision proposé dans le chapitre 1§1.5.2. Nous nous sommes concentré sur une gestion journalière qui a été calculée avec la méthode d'optimisation du chapitre 3. Cette stratégie, dite « prévisionnelle », est basée sur des données prédictives sur lesquelles des erreurs sont inévitables. Dans ce cas, la stratégie prévisionnelle ne garantit plus forcément la fonction d'écrêtage de pointe en conditions réelles.

Nous avons présenté deux algorithmes dits « réactifs » capables de modifier la stratégie prévisionnelle en fonction des erreurs de prédiction pour assurer le bon fonctionnement du système. Nous avons montré qu'une correction simple, uniquement face aux perturbations critiques, est très restrictive pour une gestion au jour le jour. La deuxième méthode proposée est une correction par une optimisation réactive basée sur le principe d'optimalité de Bellman et sur la programmation dynamique. Avec cette méthode, nous avons pu imposer l'état de charge final des batteries, ce qui est indispensable pour assurer un degré de liberté maximum pour la journée suivante.

Nous avons montré la robustesse de l'optimisation réactive face à des perturbations réalistes sur la production PV. Grâce à une gestion réactive, il est possible d'utiliser des données prédictives « lissées » plus faciles à obtenir et qui facilitent les calculs de l'étape prévisionnelle. La correction par réajustement proposée était basée sur une anticipation des perturbations sur le prochain pas de temps. Au travers un exemple, nous avons montré que cette méthode n'est pas toujours suffisante pour garantir le respect de contraintes. De meilleurs résultats pourraient être obtenus avec une méthode de prédiction des perturbations plus évoluée.

Conclusion Générale

Les travaux réalisés pendant ce doctorat ont été menés dans l'objectif de faciliter l'intégration de l'énergie photovoltaïque sur le réseau électrique. Pour cela, nous avons proposé d'associer un système de stockage au générateur intermittent. L'objectif de la thèse était de développer un outil de gestion des flux d'énergie.

Nous avons présenté deux moyens de réaliser la gestion de l'énergie. La première proposition est une stratégie simple basée sur des règles prédéfinies. L'avantage de cette gestion est qu'elle fonctionne en instantané sans avoir recours à des données prévisionnelles. L'inconvénient est que l'optimisation globale (économique, énergétique...) n'est pas garantie. La deuxième solution proposée est un système de supervision organisé en quatre étapes, dont nous avons développé l'étape prévisionnelle et l'étape réactive. A partir de données prévisionnelles, l'algorithme que nous avons développé détermine la stratégie de gestion optimale conformément à un critère de performance économique. Des erreurs de prédiction étant inévitables, cette stratégie prévisionnelle ne garantit pas le respect des contraintes en condition réelles. C'est pourquoi nous avons développé des algorithmes réactifs faces aux perturbations. Une méthode de correction optimale a été proposée avec laquelle nous avons réalisé une gestion journalière optimale.

Au final, nous avons développé un outil de gestion d'énergie réactif qui constitue le cœur du système de supervision qui a été proposé au début de nos travaux. La fonction de l'installation hybride et le paramètre à optimiser sont choisis par l'intermédiaire des contraintes imposées et du contexte économique. On obtient ainsi un contrôle de la source intermittente pour une meilleure efficacité de l'installation et une intégration plus flexible sur le réseau. Le résultat proposé par l'outil est une valeur de courant à injecter ou à extraire des batteries à chaque pas de temps. La discrétisation minimum est d'une minute car une valeur inférieure augmente exponentiellement les calculs de la programmation dynamique qui devient alors trop exigeante pour être implémentée dans un microcontrôleur.

Les travaux présentés dans ce mémoire possèdent des incomplétudes et les perspectives sont donc nombreuses. Tout d'abord, la phase de test prévue au départ (soit sur simulateur temps-réel soit sur un prototype) n'a pas pu être menée. Elle permettra probablement de mettre en avant des limites d'intégration et de réajuster les lois de gestion en conséquence.

Les applications et les objectifs fixés par l'outil de gestion peuvent être multipliés. Nous avons présenté comment limiter l'effet des pointes dans un système restreint tel que l'habitat mais la vision plus large devra être étudiée. Autrement dit, comment gérer un lotissement, un village, une ville ou une région face à leur cahier des charges tous différents (stockage localisé ou délocalisé, foisonnement des charges...). La gestion pourrait se faire non seulement sur le critère économique mais également sur le critère environnemental en tenant compte par exemple de l'impact CO₂ d'une stratégie de gestion. L'outil pourra également être utilisé pour toutes autres applications de gestion, comme par exemple pour les véhicules hybrides dont nous nous sommes inspirés pour réaliser l'optimisation réactive.

La recherche de la stratégie optimale passe par la modélisation du système dont les paramètres les plus délicats à estimer étaient l'état de charge et l'état de santé des batteries qui ne sont pas des paramètres mesurables. Le choix du mode de fonctionnement du système étant basé sur ces paramètres, la qualité d'estimation est primordiale pour une stratégie réalisable. Il serait donc intéressant de comparer les stratégies proposées avec différents modèles d'état de charge et de vieillissement.

L'étape de prédiction joue un rôle majeur dans le système de supervision. Plus les données prévisionnelles sont proches des données réelles, moins la stratégie prévisionnelle a besoin de s'adapter. La prédiction des informations météo est aujourd'hui assez évoluée pour anticiper la production PV journalière avec une marge d'erreur que l'étape réactive est capable de compenser (le passage de nuages étant la source d'erreur la plus importante). En revanche, le profil journalier de consommation du particulier reste très difficile à anticiper.

Dans cette thèse nous avons géré la production PV pour la faire corréler avec la consommation. Evidement, une autre approche est de pouvoir gérer la consommation. L'objectif serait alors de piloter les charges pour faire corréler la consommation avec la production solaire. Des travaux ont déjà été menés dans ce sens [HA-07]. Cependant, il ne faut pas perdre de vue qu'il est plus difficile, en terme d'acceptabilité de l'utilisateur final (qui a le dernier mot !), de gérer (et/ou de décaler) la consommation que de gérer la production. Dans une vision à plus long terme, la stratégie idéale correspondra à une gestion de la consommation associée à une gestion de la production.

Il serait intéressant, grâce à l'outil de gestion, d'inverser les objectifs. En effet nous pourrions envisager quelles seraient les politiques (politiciennes) optimales (par exemple en terme d'incitation financière). Un ou des tarifs d'achat avec des lois dégressives pourraient être analysés.

Une perspective que nous avons longuement testée mais qui n'a pourtant pas abouti est d'utiliser les stratégies de gestion pour faire du dimensionnement optimal. Il serait pertinent, en

fonction d'un profil de charge, de définir quelles seraient les tailles minimales du système PV et du stockage.

Également dans une démarche de minimisation de la consommation on peut également se poser la question de la structure même du réseau de l'habitat. En présence de production PV, de stockage, de charges électroniques, est ce que le réseau interne de l'habitat en 230V alternatif est toujours pertinent ?

Enfin, je prends la liberté de terminer ce mémoire avec une citation qui me semble très proche de nos préoccupations de chercheurs, et qui traduit la contradiction actuelle de notre mode de raisonnement et la problématique environnementale :

« On ne résout pas un problème avec les modes de pensée qui l'ont engendré ».

(Albert Einstein)

Bibliographie

- [ASH-01] M.Asharia, C.V.Nayar, W.W.L.Keerthipala, « Optimum operation strategy and economic analysis of a photovoltaic-diesel-battery-mains hybrid uninterruptible power supply », *Renewable Energy*, Vol.22, pp.247-254, 2001
- [BAK-88] A.G.Bakirtzis, P.S.Dokopoulos, « Short term generation scheduling in a small autonomous system with unconventional energy sources », *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, n°3, pp.1230-1236, 1988
- [BEL-52] R.Bellman, « The theory of dynamic programming », *RAND Corporation, Proceedings of the National Academy of Sciences*, pp.503-715, 1952
- [BEL-58] R.Bellman, « On a routing problem », *Quarterly of Applied Mathematics*, Vol.16, pp.87-90, 1958
- [BEN-04] D.Benchetrite, « Optimisation de la recharge des accumulateurs au plomb à usage photovoltaïque », *Thèse de doctorat de l'université de Picardie Jules Verne*, 2004
- [BID-06] B.Bidoggia, T.Lequeu, J-C.Le Bunetel, A.Schellmans, L.Ventura, S.Busso, G.Spiazzini, « Système hybrides de génération de moyenne puissance : application stationnaires aux énergies renouvelables », *Électronique de Puissance du Futur (EPF), national. Conference. Proceedings, Grenoble, 2006*
- [BOD-77] H.Bode, « Lead acide batteries », translated by R.J. Brodd and K.V. Kardesch, sponsored by the Electrochemical Society, INC, Princeton, New Jersey, John Wiley & Sons, New York, London, Sydney, Toronto, 1977
- [BUN-08] German Bundestag, « Update of feed in tariff for renewable energies in Germany », *Feed in international corporation*, 2008

- [CAI-04] R.Caire, « Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution », thèse de doctorat préparé au laboratoire d'électrotechnique de Grenoble, 2004
- [CAM-07] A. Campoccia, L. Dusonchet., E. Telaretti, and G. Zizzo, « Feed-in Tariffs for Grid-connected PV Systems: The Situation in the European Community », IEEE PowerTech, pp.1981-1986, 2007
- [CAN-09] A.Canova, L.Giaccone, F.Spertino, M.Tartaglia, « Electrical Impact of Photovoltaic Plant in Distributed Network », IEEE Transactions on industry applications, Vol. 45, n°1, pp.341-347, 2009
- [CER-00] M.Ceraolo, « New Dynamical Models of Lead–Acid Batteries », IEEE Transactions on Power Systems, Vol.15, No.4, 2000
- [CER-08] M.Ceraolo, A.di Donato, G.Franceschi, « A General Approach to Energy Optimization of Hybrid Electric Vehicles », IEEE Transactions on vehicular technology, Vol. 57, n°3, pp. 1433-1441; 2008
- [CIT-08] CITEPA, « Inventaire des émissions de polluants atmosphériques en France – Séries sectorielles et analyses étendues », Rapport d'inventaire national SECTEN, centre Interprofessionnel technique d'Étude de la Pollution Atmosphérique, <http://www.citepa.org/>, 2008
- [CNR-09] CNRTL, Dictionnaire de la langue Française, Centre National des Ressources Textuelles et Lexicales, <http://www.cnrtl.fr/definition/>, 2009
- [COM-08] C.Commault, « Recherche opérationnelle », cours de Master 2 de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Filière signaux-système, 2008
- [COP-93] J.B.Copetti, E.Lorenzo, F.Chenlo, « A general battery model for PV system simulation », Progress in photovoltaic research and applications, Vol 1, pp.283-292, 1993
- [COP-94] J.B.Copetti, F.Chenlo, « Lead acid batteries for photovoltaic application. Test results and modelling », Journal of power sources, Vol 47, pp.109-118, 1994

- [CRE-09] CRE, « Rapport d'activité du 1er juillet au 31 décembre 2008 », Comité de régulation de l'énergie, <http://www.cre.fr/>, 2009
- [DEL-06] A.Delaille, « Développement de méthodes d'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries utilisées dans les systèmes photovoltaïques », Thèse de doctorat de l'université Pierre et Marie Curie, 2006
- [DEL-06]² A.Delaille, F.Huet, E.Lemaire, F.Mattera, M.Perrin, M.Vervaart, « Development of a battery fuel gauge based on ampere-hour counting », 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4-8 September 2006, Dresden, Germany, 2006
- [DEN-96] C.Dennis Barley, C.Byron Winn, « Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems », *Solar Energy*, Vol.58, n°4-6, pp.165-179, 1996
- [DES-03] S.N.Desineni, « Optimal control systems », *Electrical engineering textbook series*, CRC Press, 2003
- [DGE-06] Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, « Technologie clés 2010 », rapport de la Direction Générale des Entreprises, <http://www.industrie.gouv.fr>, p.160 à 163, 2006
- [DGE-07] DGEMP – Dideme, « Critères d'éligibilité des équipements de production d'électricité photovoltaïque pour le bénéfice de la prime d'intégration au bâti », 17 Avril 2007, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie.
- [DIA-08] S. Diafa, M. Belhamelb, M. Haddadic, A. Louche, « Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic wind system with battery storage in Corsica island », *Energy Policy*, Vol.36, pp.743–754, 2008
- [DIA-08] S.Diaf , G.Notton, M.Belhamel, M.Haddadi, A.Louche, « Design and techno economical optimization for hybrid PV wind systems under various meteorological conditions », *Applied Energy*, Vol 85, pp.968–987, 2008
- [DUF-06] R.Dufo-Lopez, J.L. Bernal-Agustin, J.Contreras, « Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage », *Renewable Energy*, Vol.32, pp.1102-1126, 2006

- [EDF-09] EDF, « Fiche descriptive de l'offre "mon contrat électricité" de fourniture d'électricité », Electricité De France, www.edf.fr, 2009
- [EIA-09] Energy Information Administration, « Annual Energy Outlook 2009 with Projections to 2030 », Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy, <http://www.eia.doe.gov>, 2009
- [ERD-08] ERDF, « Installations de production raccordées au réseau géré par ErDF à fin septembre 2008 », électricité réseau distribution France, 2008 <http://www.erdfdistribution.fr>
- [ESA-07] ESA, « Technologies and comparisons », Energy Storage Association, <http://electricitystorage.org/>, 2007
- [EYE-04] J.M.Eyer, J.J.Iannucci, G.P.Corey, « Energy Storage Benefits and Market Analysis Handbook », A study for the DOE Energy Storage Systems Program, Sandia report, Sandia National Laboratories, <http://photovoltaics.sandia.gov/>, 2004
- [FUN-98] C.C.Fung, V.Iyer, C.Maynard, « Short-term Generation Scheduling of a Remote Area Hybrid Energy System using Computational Intelligence Techniques », IEEE International Conference on Power Electronic Drives and Energy Systems for Industrial Growth, 1998
- [GER-03] O. Gergaud, G. Robin, H. Ben Ahmed, B. Multon, "Economic Formalism for Optimizing the Design and Energy Management of a hybrid wind/photovoltaic system", ICREPQ (Intern. Conf. On Renewable Energies and Power Quality), Vigo (Spain) 9-11 ap. 2003
- [GER-02] O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse de doctorat de l'ENS de Cachan, soutenue le 9 décembre 2002.

- [GEU-07] A.Guérin de Montgareuil, « Description of MotherPV, the new method developed at INES / CEA for the assesment of the energy production of photovoltaic modules », 22nd EU PVSEC, Milan, 2007
- [GON-08] Q.Gong, Y.Li, and Z.R.Peng, « Trip-Based Optimal Power Management of Plug-in Hybrid Electric Vehicles », IEEE Transactions on vehicular technology, Vol. 57, n°6, pp.3393-3401, 2008
- [GRA-08] S.Graham, R.Katofsky, L.Frantzis, H.Sawyer, « Future of Grid-Tied PV Business Models: What Will Happen When PV Penetration on the Distribution Grid is Significant ? », National Renewable Energy Laboratory, Conference paper, SOLAR, American Solar Energy Society (ASES), 2008
- [GRO-08] Porjet GROW-DERS, « Grid Reliability and Operability with Distributed Generation using Transportable Storage », Deliverable 1.1, Report on applications of storage in distribution networks, <http://www.growders.eu>, 2008
- [GUO-08] Y.Guoa, S.Tang, G.Meng, S.Yang, « Failure modes of valve regulated lead acid batteires for electric bicle application in deep discharge », Article in press, Journal of Power Sources, 2008
- [HA-07] D.L.Ha, « Un système avance de gestion énergie dans le bâtiment pour coordonner production et consommation », Thèse de doctorat soutenue à L'INP de Grenoble, 2007
- [HE-05] X.He, M.Parten, T.Maxwell, « Energy Management Strategies for a Hybrid Electric Vehicle », IEEE Conference on Vehicle Power and Propulsion, 2005
- [HES-07] HESPUL association, « Efficacité énergétique et énergies renouvelables, photovoltaïque raccorde au réseau », Espace Info Energie du Rhône, 2007, <http://www.hespul.org>.
- [HIP-01] H.Steinherz Hippert, C.E.Pedreira, R. Castro Souza, « Neural Networks for Short-Term Load Forecasting: A Review and Evaluation », IEEE Transactions on power systems, Vol.16, n°1, 2001

- [HIR-96] J.B.Hirirt-Urruty, « L'optimisation », Collection encyclopédique que sais-je ?, Presses universitaires de France, p.5-6, 1996
- [HUA-06] S.Hua, Q.Zhou, D.Kong, J.Ma, « Application of valve-regulated lead-acid batteries for storage of solar electricity in stand-alone photovoltaic systems in the northwest areas of China », Journal of Power Sources, Vol 158, pp.1178–1185, 2006
- [HUA-09] C-H.Li, X-J.Zhu, G-Y. Cao, S.Sui, M-R.Hu, « Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using energy storage technology », Renewable Energy, Renewable Energy, Vol.34, Issue 3, pp.815-826, 2009
- [IPC-09] IPCC, Intergouvernemental Panel on Climate Change, <http://www.ipcc.ch/>, 2009
- [IEA-07] IEA, « World energy outlook 2007 », International energy agency, <http://www.iea.org>, 2007
- [IEA-08] IEA Photovoltaic power systems program, IEA PVPS T1-17, « Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007 », <http://www.iea-pvps.org/>, 2008
- [IEA-08] IEA, « Key world energy statistics », International energy agency, <http://www.iea.org>, 2008
- [IEA-09] IEA-PVPS T10-05 « Promotional drivers for grid connected PV », International energy agency photovoltaic power systems programme, IEA PVPS Task 10, Activity 1.1, <http://www.iea-pvps.org/>, 2009
- [INS-09] INSEL, « Block reference », INTe grated Simulation Environment Language Manual, <http://www.inseldi.com/>, 2009
- [INV-03] INVESTIRE European Project, « Investigations on Storage Technologies fo Intermittent Renewable Energies: evaluation and recommended R&D strategy », 2003

- [JAL-97] N.Jalil, N.A. Kheir, M.Salman, « A Rule-Based Energy Management Strategy for a Series Hybrid Vehicle », Proceedings of the American Control Conference Albuquerque, New Mexico, 1997
- [JOS-04] A.Jossen, J.Garche, D.U.Sauer, « Operation conditions of batteries in PV applications », Solar Energy, Vol 76, pp.759–769, 2004
- [JRF-06] Journal officiel de la république française, « Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 » 2006
- [KAN-06] S.Y.Kan, R.Strijk, « Toward a more efficient energy used in PV powered products », Journal of Power Sources, Vol.162, pp.954-958, 2006
- [KAR-05] F.Karoui, « Etat de l'art des méthodes de gestion des batteries au plomb à usage photovoltaïque et expériences envisagées pour le développement de stratégies innovantes », Rapport technique CEA/LITEN/DSEN/LSEC, 2005
- [KAU-64] A.Kauffman, R.Curon, « La programmation dynamique », Dunod, 1964
- [KAU-68] A.Kauffman, « Méthodes et modèle de la recherche opérationnelle », tome 1 et 2, L'économie d'entreprise, Vol.10, Dunod, 1968
- [KEN-03] R.P.Kenny, G.Friesen, D.Chianese, A.Bemasconi, E.D.Dunlop, « Energy rating of PV modules: comparison of methods and approach », 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003
- [KES-07] J.T.B.A.Kessels, M.Koot, B. de Jager, P.P.J van den Bosch, N.P.I.Aneke, D.B.Ko, « Energy Management for the Electric Powernet in Vehicles With a Conventional Drivetrain », IEEE Transactions on control systems technology, vol. 15, n°3, pp.494-505, 2007
- [KES-08] J.T.B.A. Kessels, M.W.T.Koot, P.P.J.van den Bosch, D.B.Kok, « Online Energy Management for Hybrid Electric Vehicles », IEEE Transactions on vehicular technology, Vol. 57, n°6, pp.3428-3440, 2008

- [KIM-08] S-K.Kim, J-H.Jeon, C-H.Cho, J-B.Ahn, S-H.Kwon, « Dynamic Modeling and Control of a Grid-Connected Hybrid Generation System With Versatile Power Transfer' », IEEE Transactions on industrial electronics, Vol.55, n°4, 2008
- [KIN-97] D.L.King, J.A.Kratochvil,W.E.Boyson, « Temperature coefficients for pv modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results », 26th PVSC, 3Wct, Anaheim, CA, 1997
- [KIR-2008] A. Kirchev, « Relations entre la tension de circuit ouvert et l'état de charge d'un élément Plomb-acide », résultats expérimentaux réalisé au laboratoire L2S, filière stockage, INES, Le bourget du Lac, 2008
- [KOO-05]]M.Koot, J.T.B.A.Kessels, B.Jager, W.P.M.H.Heemels,P.P.J.van den Bosch, M.Steinbuch, « Energy Management Strategies for Vehicular Electric Power Systems », IEEE Transactions on vehicular technology, Vol.54, n°3, 2005
- [LAN-05] R.Langari, J.S.Won, « Intelligent Energy Management Agent for a Parallel Hybrid Vehicle—Part I: System Architecture and Design of the Driving Situation Identification process », IEEE Transactions on vehicular technology, Vol. 54, n°3, pp.925-934, 2005
- [LEM-08] E.Lemaire-Potteau, F.Mattera, A.Delaille, P.Malbranche, « Assessment of storage ageing in different types of PV systems technical and economical aspects », 24th EU Photovoltaic Solar Energy Conference, 2008
- [LI-09] Y.-Z.Li, J.-C.Niu, « Forecast of Power Generation for Grid-Connected Photovoltaic System Based on Markov Chain », Power and Energy Engineering Conference, 27-31 March. APPEEC 2009. Asia-Pacific, 2009
- [LIN-02] D.Linden, T.B.Reddy, « Handbook of batteries », McGraw-Hill Third Edition, 2002
- [LIN-02] F.F.Ling, H.F.Leung, H.K.Larn, P.K.S.Tam, « Short term daily loads forecasting in an intelligente home with GA based neural network », Proceedings of the 2002 International Joint Conference on Neural Networks, IJCNN '02, 2002

- [LIN-04] C.C.Lin, H.Peng, J.W.Grizzle, « A stockastic control strategy for hybrid electric vehicles », Proceeding ot the 2004 American Control Conference, Boston, Massachusetts, pp.4710-4715, 2004
- [LIN-08] Z.Lin, W.Jian, L.Qiu-Hua, G.Ke, « Survey of Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Array », Gaodianya Jishu / High Voltage Engineering. Vol.34, no.6, pp.1145-1154., 2008
- [LOP-06] R.Dufo-Lopez, Jose.L.Bernal-Agustina, J.Contreras, « Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage », Renewable Energy, Vol.32, pp.1102-1126, 2006
- [LOR-09] E.Lorenz, J.Hurka, D.Heinemann, H.G.Beyer, « Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems », IEEE Journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing, Vol.2, n°1, 2009
- [LU-05] B.Lu, M.Shahidehpour, « Short term scheduling of battery in a grid connected PV/battery system », IEEE Transaction on power systems, Vol. 20, n°2, pp.1053-1061, 2005
- [LUG-03] A. Luque and S. Hegedus, « Handbook of Photovoltaic Science and Engineering », John Wiley & Sons, 2003, p.943 & 951
- [MAG-82] M.A.Abu-El-Magd, N.K.Sinha, « Short-Term Load Demand Modeling and Forecasting: A Review », IEEE transactions on systems, man, and cybernetics, Vol.SMC-12, n°3, 1982
- [MAK-08] H.MAKER, « Optimisation et gestion d'énergie pour un système hybride association Pile à Combustible et Supercondensateur », Thèse préparé à l'université de technologie Belfort Montbéliard, soutenue le 4 novembre 2008
- [MAN-04] J.C.Mangin, « Optimisation monocritère », Cours de Master 2 de l'école Polytech'Savoie, École d'ingénieur de Chambéry, 2004

- [MAR-02] B.Marion, « A Method for Modeling the Current–Voltage Curve of a PV Module for Outdoor Conditions », *Progress in Photovoltaic: Research and Application*, Vol.10, pp.205-214, 2002
- [MEL-08] A.Mellita,, S.A..Kalogirou, « Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review », *Progress in energy and combustion science*, Vol.38, pp.574-632, 2008
- [MEY-04] E.L.Meyer E.Ernest van Dyk, « Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters », *IEEE Transactions on reliability*, Vol.53, n°1, 2004
- [MIN-09] Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, « Statistiques sur l'importation, la production et la consommation d'électricité en France », <http://www.developpement-durable.gouv.fr>, 2009
- [MUL-03] B. Multon, J. Ruer, « Stocker l'électricité : oui, c'est indispensable et c'est possible. Pourquoi, où, comment ? », Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, <http://www.ecrin.asso.fr/energies/>, 2003
- [NAS-69] P.Nalsin, « Théorie de la commande et conduite optimale », *Bibliothèque de l'automaticien*, Vol.33, Dunod, 1969
- [NEG-08] Association NEGAWATT, « Appel négaWatt pour un avenir énergétique sobre, efficace et renouvelable », <http://www.negawatt.org>, 2008
- [NEO-09] NEOS Wiki, « Network enable optimization system », online source for optimisation, http://wiki.mcs.anl.gov/NEOS/index.php/NEOS_Wiki, 2009
- [PAR-08] Parlement européen, « Outlook of energy storage technologies », European Parliament's committee on Industry, Research and Energy (ITRE), IP/A/ITRE/FWC/2006-087/Lot 4/C1/SC2, 2008
http://www.storiesproject.eu/docs/study_energy_storage_final.pdf,
- [PER-05] M.Perrin, Y.M.Saint-Drenan, F.Mattera, P.Malbranche, « Lead–acid batteries in stationary applications: competitors and new markets for large penetration of renewable energies », *Journal of Power Sources*, Vol.144, pp.402–410, 2005

- [PHA-08] T.T. Ha Pham, C. Clastres, F. Wurtz, S. Bacha, E. Zamaï, « Optimal household energy management and economic analysis, from sizing to operation scheduling », Cahier de recherche du LEPII, Vol.11, 2008
- [PHO-09] Photowatt Technologies, « PW1650 multi cristallin module characteristics », Photowatt documentation products, <http://www.photowatt.com>
- [RAH-88] S. Rahman, M.A.Khallat, B.H.Chowdhury, « A discussion on the diversity in the applications of photovoltaic systems », IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 3, n°4, pp.738-746, 1988
- [RAM-06] G.Rami, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », Thèse réalisée à l'INP Grenoble, 2006
- [RIC-97] A.Ricaud, « Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés », Presses polytechniques et universitaires romandes, 1997
- [ROB-03] G. Robin, O. Gergaud, N. Bernatd, H. Ben Ahmed, B. Multon, « Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau », Electrotechnique du Futur, Gif Sur Yvette, CROM proc., déc. 2003, 9 pp
- [RTE-08a] RTE, « Historique des consommations journalière en puissance », gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, 2008, <http://www.rte-france.com>
- [RTE-08b] RTE, « L'énergie électrique en France en 2008 », gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, <http://www.rte-france.com>, 2008
- [RTE-09a] RTE, « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France », gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, <http://www.rte-france.com>, édition 2009
- [RTE-09b] RTE, « Production réalisée pour le parc de référence », gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, 2009, <http://www.rte-france.com>

- [SAI-31] A.de.Saint-Exupéry, « Vol de nuit », Editions Gallimard, 1931
- [SAK-84] M.Sakarovitch, « Optimisation combinatoire, programmation discrète », Enseignement des sciences, Vol.32, Herman, 1984
- [SAN-07] P.Sanchis, J.Lopez, A.Ursua, E.Gubia, L.Marroyo, « On the Testing, Characterization, and Evaluation of PV Inverters and Dynamic MPPT Performance Under Real Varying Operating Conditions », Prog. Photovolt. Res. Vol.15, pp.541-556, 2007
- [SCH-07] J.Schiffer & all, « Model prediction for ranking lead acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems », Journal of power source, Vol.168, pp.66-78, 2007
- [SEN-06] T.Senju, D.Hayashi, N.Urasaki, T.Funabashi, « Optimum Configuration for Renewable Generating Systems in Residence Using Genetic Algorithm », IEEE Transactions on energy conversion, Vol.21, n°2, 2006
- [SHE-65] C.M.Shepherd, « Design of primary and secondary cells-II-An equation describing battery discharge », Journal of the electrochemistry society, vol 112, n.7, pp657-664, 1965
- [SID-03] O.Sidler, « Les usages de l'électricité dans le bâtiment », Cabinet Sidler société ENERTECH, spécialiste de l'énergétique appliquée au bâtiment, <http://www.enertech.fr>, 2003
- [SOL-09] SOLER, « État du parc solaire photovoltaïque au 30 juin 2009 », Groupement français des professionnels du photovoltaïque, syndicat des énergies renouvelables, 2009
- [SKO-09] E.Skoplaki, J.A.Palyvos, « Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations », Renewable Energy, Vol.34, pp.23-29, 2009
- [SZU-08] A.Szumanowski, Y.Chang, « Battery Management System Based on Battery Nonlinear Dynamics Modeling », IEEE Transactions on vehicular technology, 2008

- [THI-09] Y. Thiaux, J. Seigneurbieux, B. Multon, H. Ben Ahmed, « Load Profile Impact on the Gross Energy Requirement of Stand-Alone Photovoltaic System », *Renewable Energy*, In Press, 2009
- [UNN-98] United Nation, « Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change », Kyoto, Japan, SITE WEB ET REF, 1998
- [URB-06] M.Urbina, Z.Li, « A Fuzzy Optimization Approach to PV/Battery Scheduling with Uncertainty in PV Generation », *IEEE Power Symposium, NAPS 2006. 38th North American*, pp.561-566, 2006
- [VAL-08] M.Valentini, A.Raducu, D.Sera, R.Teodorescu, « PV inverter test setup for European efficiency, static and dynamic MPPT efficiency evaluation », *OPTIM 2008. 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, 2008
- [VAL-08] Y. del Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J.C Hernandez, R. G. Harley, « Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and Applications in Power Systems », *IEEE Transactions on evolutionary computation*, vol. 12, n°2, pp. 171-195, 2008
- [VEN-09] C. Venu, Y. Rifffonneau, S. Bacha, Y. Baghzouz, « Battery Storage System Sizing in Distribution Feeders with Distributed Photovoltaic Systems », *Powertech*, Bucarest, Roumania, 2009
- [WAN-06] A.Wang, W.Yang, « Design of Energy Management Strategy in Hybrid Vehicles by Evolutionary Fuzzy System Part I: Fuzzy Logic Controller Development », *Proceedings of the 6th World Congress on Intelligent Control and Automation*, June 21-23, Dalian, China, pp.8324-8328, 2006
- [WAN-08] C.Wang, M.Hashem Nehrir, « Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System », *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 23, pp.957-967, n° 3, 2008

-
- [WEN-05] H.Wenzl & all, « Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery », *Journal of power sources*, Vol 144, pp.373-384, 2005
- [WHI-91] C.M.Whitaker, H.J.Wenger, A.Iliceto,G.Chimento, F.Paletta, « Effect of irradiance and other factors on PV temperature coefficients », *Photovoltaic Specialists Conference, Record of the Twenty Second IEEE*, pp.608-613, 1991
- [WON-05] J.S.Won, R.Langari, « Intelligent Energy Management Agent for a Parallel Hybrid Vehicle—Part II: Torque Distribution, Charge Sustenance Strategies, and Performance Results », *IEEE transactions on vehicular technology*, Vol. 54, n°3, 935-953, 2005
- [WOO-65] C.F.WOOD., « Review of Design Optimization Techniques », *IEEE Transactions on systems science and cybernetics*, vol. ssc-1 n°.1, 1965
- [WOY-06] A.Woyte, V.V.Thong, R.Belmans, J.Nijs, « Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems », *IEEE Transactions on energy conversion*, Vol. 21, no 1, pp.202-209, 2006
- [YIN-07] L.Ying-zi, N.Jin-cang, L.Ru, J.Zhi-jian, « Optimal Control for Dynamic Grid-connected PV system based on markov chain », *Proceeding of International Conference on Electrical Machines and Systems*, Seoul, Korea, 2007
- [YON-07] A.Yona, T.Senju, T.Funabashi, « Application of Recurrent Neural Network to Short-Term-Ahead Generating Power Forecasting for Photovoltaic System », *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007

GESTION DES FLUX ÉNERGÉTIQUE DANS UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE CONNECTÉ AU RÉSEAU

—
Application à l'habitat

Résumé :

Ces travaux de thèse constituent une contribution à l'introduction massive de la production photovoltaïque (PV) sur le réseau électrique. L'énergie PV possède un potentiel immense, notamment dans le secteur de l'habitat, mais l'effet d'intermittence limite son développement à grande échelle. Dans cette thèse nous proposons d'ajouter un élément de stockage aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau dans l'habitat.

Nous commençons par introduire la notion de gestion d'énergie dans ces systèmes dits « hybrides », dont l'objectif qui a été fixé est de réduire les pics de puissance appelée, voire produite. Ensuite, nous proposons et étudions des stratégies de gestion optimisées d'énergie basées sur des données prévisionnelles d'irradiations, de températures ambiante, de consommation et des prix de l'énergie. Enfin, nous apportons des solutions théoriques originales de gestion en temps réel, notamment en introduisant des réponses au problème des incertitudes sur les prévisions.

Mots clés :

Photovoltaïque, stockage, réseau, gestion d'énergie, optimisation, programmation dynamique

ENERGY FLOW MANAGEMENT IN GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEM WITH STORAGE

—
Housing sector application

Abstract :

The work done during this thesis contributes to the intensive penetration of the photovoltaic electricity production into the electric grid. Photovoltaic energy holds an immense potential, in particular in the housing sector, but its intermittent nature limits its large scale development. In this thesis, we propose to add a storage element to the grid connected photovoltaic system (housing application).

First, we introduce the notion of energy management in these systems called « hybrids systems ». The objective is to reduce the peak power consumption and production. Next, we propose and study optimized energy strategies based on predictive indications of irradiation, ambient temperature, power consumption and electricity grid prices. Finally, we bring theoretical solutions to the real time energy management, notably by proposing a solution to the problem of prediction uncertainty.

Keywords :

Photovoltaic, storage, grid, energy management, optimisation, dynamic programming