

# Co-optimisation de l'engagement de production et de la capacité de stockage associée à une ferme photovoltaïque, prenant en compte le vieillissement

Roman LE GOFF LATIMIER\*, Bernard MULTON\*, Hamid BEN AHMED\*, Mickaël ACQUITTER<sup>§</sup>

\*Laboratoire SATIE, ENS de RENNES, <sup>§</sup>Langa Solar

**RÉSUMÉ** – Afin de satisfaire à un engagement de production en trapèze, on adjoint une batterie à une centrale photovoltaïque. Cette étude vise à établir un dimensionnement optimal de cette batterie en considérant deux critères antagonistes : l'énergie délestée et l'usure du système de stockage. L'engagement optimal dépendant de la capacité de stockage disponible, une co-optimisation est mise en place afin de proposer le meilleur engagement quelle que soit la capacité, et non pas un engagement issu d'une loi de gestion simplifiée. Par ailleurs, l'influence du modèle d'endommagement de la batterie est explorée. Trois modèles de vieillissement en cyclage sont comparés et leur influence sur le dimensionnement optimal étudiée. Il apparaît qu'un modèle de vieillissement extrêmement simple permet d'obtenir des dimensionnements cohérents et de corriger significativement le résultat qui aurait été obtenu en l'absence de toute prise en compte de l'endommagement.

**Mots-clés** – Dimensionnement de stockage d'énergie, Co-optimisation, modèle de vieillissement, photovoltaïque, engagement en trapèze

## INTRODUCTION

Les réseaux électriques insulaires reposent généralement sur des centrales thermiques nécessitant l'importation de grandes quantités de combustible. Ceci a pour conséquence un coût de l'énergie élevé, tant d'un point de vue économique qu'environnemental. Dans un tel contexte, l'exploitation locale de sources d'énergie renouvelables, dont les coûts d'investissements sont désormais compétitifs représente une alternative aux combustibles fossiles usuels, et ce de façon encore plus pertinente que dans le cadre d'un réseau continental et interconnecté. Cependant, les sources renouvelables les plus disponibles telles qu'éolienne ou photovoltaïque présentent une variabilité qui peut être déstabilisante pour tout réseau électrique lorsqu'elle n'est pas prise en compte. Cet effet perturbateur est d'autant plus critique que la puissance du réseau est limitée et le taux de pénétration des EnR variables important. Les réseaux électriques insulaires représentent donc un laboratoire permettant d'étudier le déploiement des énergies renouvelables au sein duquel l'utilité de ces sources est tout autant renforcée que les contraintes liées à leur intégration.

Afin de pouvoir continuer d'insérer des sources renouvelables variables au delà de la limite couramment adoptée de 30% de taux de pénétration, la Commission de Régulation de l'Énergie [1] a lancé un appel d'offre relatif aux installations photovoltaïques insulaires qui inclut la notion d'engagement de production. La puissance injectée sur le réseau devra suivre un profil imposé comportant une période d'augmentation de la puissance injectée, puis une stabilisation durant la mi-journée et une diminution en soirée. La puissance injectée au cours de la journée suit donc un profil en trapèze. Le producteur doit de plus indiquer dès la veille - avec une possibilité de rectification jusqu'à une heure avant échéance - quelles seront les heures de début et de fin de la période de production constante ainsi que la valeur de cette production. Ce type d'engagement peut se rapprocher de certaines études portant sur l'engagement de production [2], mais l'agent non maîtrisé est ici la production et non la consommation des usagers.

Un tel contexte met le producteur dans l'obligation d'adjoindre à sa centrale de production une unité de stockage. L'enjeu de cette étude est double : il s'agit à la fois de décider quel doit être le profil de puissance à injecter au réseau et de déterminer quelle est la capacité de stockage la plus pertinente. Cette question a été notamment abordée par [3] dans le cas de batteries au plomb et d'un stockage par hydrogène. Nous considérerons ici un stockage par batterie Li-ion et prêterons une attention particulière à ne pas découpler les questions de dimensionnement et de gestion du stockage, mais plutôt à trouver une solution optimale selon ces deux questions simultanément. La première partie de cet article présente la modélisation adoptée pour cette étude. La seconde partie est ensuite consacrée à la question de l'engagement optimal à capacité de stockage fixée. Il est alors possible d'étudier dans une troisième partie la question du dimensionnement optimal en tirant profit de la gestion mise au point précédemment, ce qui correspond à une optimisation *bi-level* selon la dénomination de Fathy et Reyer [4]. Le vieillissement des batteries constituant un problème économique central et difficile, plusieurs modèles de vieillissement pour le système de stockage, de complexité croissante, seront mis en place et

leur impact sur le dimensionnement final sera étudié. La question de l'impact qu'a la complexité de la modélisation d'un système sur l'évaluation de son dimensionnement optimal est par ailleurs étudiée par Haessig et al. [5] au sujet de la loi de gestion. Précisions qu'on se place au cours de ce travail dans un contexte déterministe qui considère de parfaites prévisions de production.

### 1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE CETTE ÉTUDE

Le système considéré pour cette étude est l'association d'une centrale photovoltaïque et d'une unité de stockage ainsi que décrit figure 1. Ce système sera par la suite désigné sous le nom de *centrale virtuelle*.

La possibilité de délester une partie de la production est prise en compte. Ceci peut être aisément réalisé par le choix d'un point de fonctionnement désoptimisé via une action sur le contrôle *MPPT*, *Maximum Power Point Tracking*. Afin de rendre la modélisation plus explicite, on choisit de noter  $P_{shed}$  la puissance que l'on évite ainsi de produire. La puissance  $P_{pv}$  représente alors le productible, soit la puissance maximale qui aurait pu être produite.

Dans le but d'améliorer la prédictibilité de la production des sources électriques à haute variabilité au sein des réseaux électriques insulaires, une contrainte d'engagement est imposée à cette centrale virtuelle. Nous retenons ici les contraintes imposées par la Commission de Régulation de l'Énergie - CRE - dans son appel d'offre de 2013 régissant les installations photovoltaïques insulaires [1]. Le profil de puissance  $P_{grid}$  qui doit donc être injecté sur le réseau suit la forme d'un trapèze ainsi qu'illustré figure 2.

$P_{grid}$  comporte donc un intervalle de puissance constante  $P_{grid}^{\#}$  entre  $t_1$  et  $t_2$ . Les vitesses de variation lors des phases d'augmentation et de diminution de  $P_{grid}$  sont limitées à un taux de variations maximal de 6% de la puissance crête par minute. L'appel d'offre de la CRE précise que les paramètres déterminant le profil d'engagement doivent être communiqués au gestionnaire du réseau la veille pour le lendemain, avec une possibilité de rectification jusqu'à une heure avant échéance.

Le gestionnaire de la centrale virtuelle doit donc être en mesure de déterminer quotidiennement son engagement de production pour le lendemain, sur la base des prévisions de production dont il dispose à cet instant. Afin de respecter le profil de puissance auquel il se sera engagé, il existe deux degrés de li-

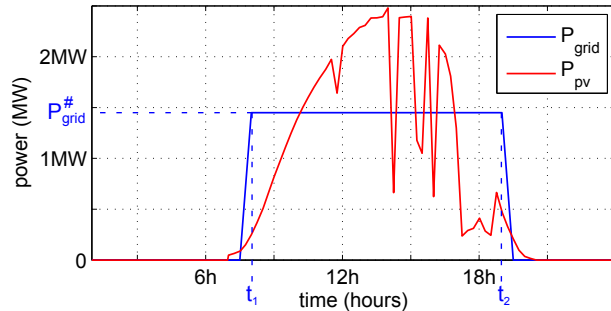


Fig. 2. Exemple de profil d'engagement et de ses grandeurs caractéristiques :  $t_1$ ,  $t_2$  et  $P_{grid}^{\#}$ , pour  $P_{peak} = 2.64 MW$

berté. Le premier consiste à échanger une puissance  $P_{sto}$  avec le système de stockage. Ceci nécessite au préalable d'avoir investi dans un tel dispositif et donc de l'avoir d'une façon ou d'une autre dimensionné. De plus, tout échange de puissance se traduit par une usure additionnelle en cyclage de ce système, qui vient s'ajouter à son vieillissement calendaire. Le second degré de liberté consiste à délester tout ou partie du productible  $P_{pv}$ . Le profil de puissance délestée est alors noté  $P_{shed}$ . Ce choix correspond à un manque à gagner équivalent au prix d'achat de l'énergie totale délestée  $E_{shed}$ .

Le propos de cette étude est de proposer un dimensionnement du système de stockage correspondant à un tel cahier des charges. Pour ce faire, deux niveaux d'étude apparaissent clairement.

- Il est tout d'abord nécessaire de déterminer quel est le profil d'engagement optimal lorsqu'on dispose d'une capacité de stockage fixée.
- Il est ensuite possible de faire varier la valeur de cette capacité de stockage, tout en exécutant l'optimisation du profil d'engagement comme une boucle interne.

Les données utilisées pour la production de la centrale photovoltaïque sont des relevés effectués sur une centrale de 2.64 MW en Corse entre mai 2012 et avril 2014 (données de la société Langa Solar). L'accent étant ici mis sur la gestion de l'énergie produite, la modélisation utilisée pour le système de stockage par batterie électrochimique sera volontairement maintenue à un faible niveau de complexité. A ce niveau de l'étude (phase préliminaire), le rendement sera supposé unitaire et la puissance qui peut être échangée avec la batterie supposée constante et égale à sa valeur nominale quel que soit le niveau de charge. Une évaluation du vieillissement est réalisée et décrite plus en détail dans la prochaine section. Toutefois, l'impact de cet endommagement sur la capacité n'est pas pris en compte. Seule la durée de vie du système est mise à jour en fonction de l'endommagement calculé.

La description du système modélisé est résumée dans le tableau 1. Ses contraintes sont constituées de l'équation dynamique du système de stockage à rendement unitaire ainsi que de ses bornes sur l'état d'énergie  $E_{sto}^b$  et  $E_{sto}^{\#}$  et la puissance de la batterie  $P_{sto}^b$  et  $P_{sto}^{\#}$ . Par ailleurs, les variables d'optimisation

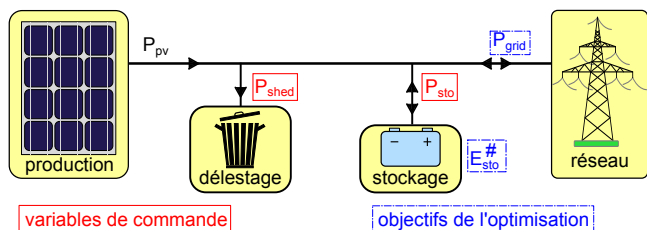


Fig. 1. Centrale photovoltaïque connectée au réseau avec stockage électrochimique et possibilité de délestage.

| modèle de stockage                       | variables d'optimisation            |
|--|-------------------------------------|
| $E_{sto}(t + \Delta T) =$                | $t_1 \in [1; 24]$                   |
| $E_{sto}(t) + \Delta T \cdot P_{sto}(t)$ | $t_2 \in [t_1; 24]$                 |
| $E_{sto}(t) \in [0; E_{sto}^\#]$         | $P_{grid}^\# \in [0; 40\%P_{peak}]$ |
| $P_{sto}(t) \in [P_{sto}^b; E_{sto}^\#]$ |                                     |

Tableau 1. Modèle du stockage d'énergie, variables d'optimisation et contraintes.

sont également bornées. La puissance maximale qui peut être injectée sur le réseau est limitée réglementairement à 40% de la puissance crête.

## 2. OPTIMISATION DU PROFIL D'ENGAGEMENT À CAPACITÉ DE STOCKAGE FIXÉE AVEC PRISE EN COMPTE DU VIEILLISSEMENT

Dans cette section, nous chercherons à déterminer quel est le profil d'engagement optimal à capacité de stockage fixée. Ce problème de l'engagement optimal devant être résolu quotidiennement par le gestionnaire de la centrale virtuelle, nous cherchons donc uniquement à déterminer des valeurs pour les paramètres  $t_1$ ,  $t_2$  et  $P_{grid}^\#$ . Ce problème est résolu journée par journée sur toute la série à notre disposition : 24 mois de mesure à pas de temps 15 minutes.

Puisqu'il s'agit d'une optimisation destinée à être exécutée de nombreuses fois à l'intérieur d'une boucle principale faisant varier la capacité de stockage, il est primordial de maintenir un faible coût de calcul. Nous faisons donc le choix de considérer un contexte déterministe, même si nous sommes conscients qu'une connaissance parfaite de la production à venir n'est pas réaliste, aucune prévision de l'irradiance ne pouvant être considérée comme parfaite à horizon d'une journée. Néanmoins, ce contexte nous permettra de mettre en lumière des compromis de dimensionnement entre production délestée et usure de la batterie, ainsi que la sensibilité au modèle de vieillissement.

Deux objectifs antagonistes doivent être pris en compte au cours de l'optimisation :

- **l'énergie délestée** qui représente un manque à gagner.
- **l'usure** causée au système de stockage, qui entraîne donc une diminution de la durée de vie de la batterie, et donc de sa durée d'amortissement.

Nous exprimons ce problème bi-objectif en un problème mono-objectif qui agrège les deux points de vue précédents :

$$\min_{t_1, t_2, P_{grid}^\#} f(P_{shed}) + g(P_{sto}) \quad (1)$$

$$s.t. \forall t,$$

$$P_{pv} = P_{shed} + P_{sto} + P_{grid} \quad (2)$$

$$E_{sto}(t + \Delta T) = E_{sto}(t) + \Delta T \cdot P_{sto}(t) \quad (3)$$

$$0 \leq E_{sto} \leq E_{sto}^\# \quad (4)$$

$$P_{sto}^b \leq P_{sto} \leq P_{sto}^\# \quad (5)$$

L'enjeu est à présent de pondérer ces deux termes afin de

prendre une décision qui soit pertinente vis à vis de chacun des objectifs.

La quantification du terme décrivant l'usure de la batterie  $g$  est particulièrement délicate. Cette usure peut être scindée en une contribution du vieillissement en cyclage et une du vieillissement calendaire.

- Le vieillissement en cyclage est causé par les variations d'état d'énergie imposées à la batterie. On définit l'état d'énergie de la batterie  $SoE = \frac{E_{sto}}{E_{sto}^\#}$ , le ratio entre l'énergie stockée et la capacité nominale de la batterie. Il est possible d'identifier des cycles de charge-décharge à partir de ces variations de  $SoE$ . Le vieillissement dépend principalement de la profondeur de ces cycles, mais également de l'état de charge moyen au cours du cycle et de la période de ces cycles. En première approximation, on ne retient ici que la dépendance envers l'amplitude des variation d'état d'énergie. La batterie n'étant pas utilisée ici de manière périodique, mais subissant plutôt des sollicitations irrégulières, on peut difficilement parler de cycles de charge-décharge et on préférera considérer l'usure créée par un demi-cycle plutôt que par un cycle complet. Néanmoins, on conservera la notation  $DoD$  - *Depth of Discharge* - pour désigner l'amplitude de ces demi-cycles.
- Le vieillissement calendaire peut dépendre entre autres facteurs, de l'état d'énergie et de la température de la batterie, donc indirectement de la puissance échangée qui engendre des échauffements. Les variations de température étant ici modérées - typiquement de 5°C à 45°C - leur influence sur les variations de l'endommagement calendaire est négligée [7]. De plus, l'état de charge de la batterie ne suivant pas des variations régulières et l'influence des variations d'état d'énergie sur le vieillissement calendaire étant faible par rapport à leurs conséquences sur le vieillissement en cyclage, on ne modélise ici l'endommagement calendaire que par une durée de vie nominale, si la batterie n'était pas utilisée. Du point de vue d'une optimisation, on ne le prend donc pas en compte puisqu'il reviendrait à optimiser une constante.

On adopte une modélisation du vieillissement par une loi cumulative de l'endommagement. On notera  $d_i$  le dommage élémentaire causé à la batterie par une journée d'utilisation. Lorsque la somme des  $d_i$  atteint 1, la batterie est considérée en fin de vie. Le calcul de  $d_i$  nécessite de disposer d'un modèle de vieillissement. Plusieurs modèles de complexité variable seront ici comparés afin de déterminer lequel correspond le mieux aux contraintes d'une modélisation en vue d'une optimisation et leur impact sur le dimensionnement final.

### 2.1. Modèles de vieillissement en cyclage considérés

#### Modèle 1 : Énergie échangée constante - en rouge figure 3

La modélisation la plus simple qui peut être envisagée pour décrire le vieillissement d'une batterie est un modèle de type *énergie échangée constante*. Ceci surévalue le vieillissement dans le cas du Lithium Ion. Cette solution est néanmoins consi-

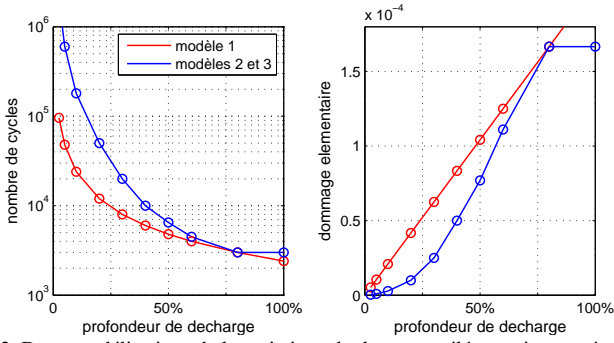


Fig. 3. Deux modélisations de la variations du dommage élémentaire causé par un demi-cycle en fonction de la profondeur de décharge. Courbes élaborées sur la base des données issues de [6]

dérée en première approche du fait de sa grande simplicité de mise en œuvre.

On considère que la batterie utilisée ici peut réaliser 3000 cycles charge-décharge à une profondeur de décharge de 80%, donnée caractérisée par le constructeur. L'énergie totale échangeable par cette batterie au cours de sa vie est donc de  $E_{ech}^{vie} = 4.8 \text{ MWh/kWh}$  de capacité. L'évolution de l'endommagement en fonction de la profondeur d'un demi-cycle est représentée figure 3 (modèle 1). L'endommagement en cyclage varie avec les variations de l'état d'énergie du système de stockage. Par extension, ces variations, qui définissent des demi-cycles, seront ici généralement désignées par *profondeur de décharge DoD*. L'expression de l'endommagement en fonction du *DoD* est ici :

$$d_i = \frac{E_{ech}^{cycle}}{E_{ech}^{life}} = \frac{DoD \cdot E_{sto}^\#}{E_{ech}^{life}} \quad (6)$$

*Modèle 2 : Pondération en fonction de la profondeur de demi-cycle - en bleu figure 3*

Afin d'améliorer le modèle précédent, on envisage de pondérer l'endommagement causé à la batterie au cours d'un demi-cycle par son amplitude *DoD* - *Depth of Discharge*, selon la caractéristique présentée figure 3 issue des données présentées dans [6]. Une interpolation linéaire est réalisé entre ces points expérimentaux. Cette interpolation a été préférée à l'identification d'une loi puissance du type  $d_i = \alpha \cdot DoD^\beta$  qui aurait également été envisageable.

Ce modèle de vieillissement présente une meilleure adéquation avec les mécanismes de vieillissement observés en cyclage sur les batteries Li-ion, néanmoins son implémentation dans le cadre d'une optimisation présente une plus grande complexité computationnelle. Par rapport au modèle en énergie échangée constante, l'endommagement estimé sera inférieur sauf lors de cycles très profonds où les deux modèles se rejoignent.

*Modèle 3 : Rainflow et pondération en fonction de la profondeur de cycle*

Un des points critiques du modèle 2 est la détection des demi-cycles de charge-décharge. En effet, elle est ici réalisée par re-

cherche des extremums locaux le long d'un profil d'état d'énergie. Or ceci ne permet pas de percevoir les cycles profonds au sein desquels se trouvent des *micro-cycles*. L'identification des cycles peut être améliorée en la réalisant à l'aide de l'algorithme *Rainflow* [8]. Cette méthode permettant de détecter séparément des cycles majeurs plus profonds et des micro-cycles qui y sont insérés, l'endommagement estimé par ce modèle sera légèrement supérieur. Les modèles 2 et 3 sont basés sur la loi de vieillissement en cyclage et diffèrent uniquement par la manière dont sont repérés les demi-cycles.

*Bilan sur ces différents modèles de vieillissement en cyclage*

Ces différents modèles mis en place permettent de comparer l'impact de la complexité du modèle de vieillissement sur la stratégie de gestion et sur le dimensionnement final de la centrale virtuelle. Tous partagent la même base : il s'agit de modèles de type fatigue, dissociant les contributions calendaires et en cyclage, et ne considérant que les variations d'état d'énergie comme seul paramètre du vieillissement en cyclage. Néanmoins, ils diffèrent entre eux soit par la méthode de comptage des demi-cycles - modèles 2 et 3 -, soit par l'impact estimé de chaque demi-cycle - modèle 1 et 2.

2.2. *Optimisation bi-objectif du profil d'engagement sur une journée*

Le problème à résoudre est donc l'optimisation bi-objectif du profil d'engagement, afin de minimiser deux critères antagonistes : l'énergie délestée et l'usure causée au système de stockage. On résout ce problème à l'aide d'un algorithme génétique *NSGA II - Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* [9]. Pour chaque journée, un front de Pareto est calculé. En effet, le problème de l'engagement de production est une décision qui doit être prise à l'échelle de la journée. Les conditions initiales sont l'état d'énergie au matin qui est une conséquence du profil de production choisi la veille.

La figure 4 représente le résultat de cette optimisation bi-objectif pour une journée particulière et compare les valeurs obtenues pour les différents modèles de vieillissement qui ont été décrits dans la section précédente.

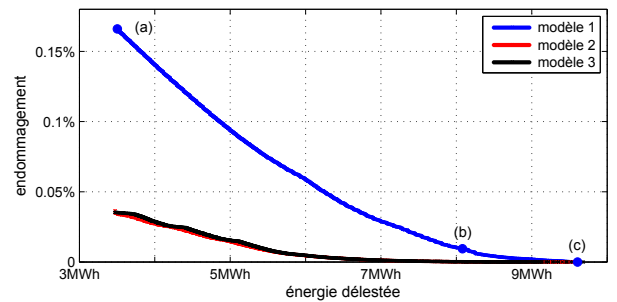


Fig. 4. Front de Pareto décrivant les engagements de production possibles pour une journée (cf profil du productible figure 5) selon les trois modèles de vieillissement en cyclage. Le productible au cours de cette journée est de  $16.1 \text{ MWh}$ .  $P_{peak} = 2.64 \text{ MW}$  et  $E_{sto}^\# = 3 \text{ MWh}$ .

Il apparaît, comme on pouvait d'ores et déjà l'anticiper, que le modèle en énergie échangée constante - modèle 1 - est le plus pessimiste quant à l'endommagement puisque la durée de vie de 3000 cycles indiqués par le constructeur correspond à des cycles de charge et de décharge totale, *ie* ceux qui causent en réalité le plus d'endommagement. A l'inverse, pondérer l'endommagement par la profondeur de décharge - modèle 2 - conduit à une évaluation optimiste du dommage causé. De plus, un tel mode de calcul encourage l'algorithme d'optimisation à solliciter la batterie par des *micro-cycles*. En effet, la méthode de comptage des demi-cycles étant la simple détection des extremums locaux, une optimisation de l'endommagement cherchant à minimiser l'endommagement aurait tendance à diviser un cycle profond, et donc très nuisible, en deux cycles plus petits, considérés artificiellement comme moins problématiques par ce modèle de vieillissement. Par conséquent, lorsque la détection des demi-cycles de charge ou décharge est effectuée à l'aide d'un algorithme de type *Rainflow*, l'estimation de l'endommagement est légèrement accrue.

Chacun des points constituant les fronts de Pareto de la figure 4 correspond à un profil d'engagement. La figure 5 représente trois profils d'engagement parmi ceux du front utilisant le modèle de vieillissement en énergie échangée constante - modèle 1. On présente tout d'abord deux solutions extrêmes puisqu'elles ne considèrent qu'un seul objectif de l'optimisation. Afin de proposer une solution intermédiaire, il est nécessaire de déterminer la valeur relative des deux critères.

La valeur de l'énergie délestée peut dans un premier temps être estimée par le manque à gagner pour le gestionnaire de la centrale :

$$C_{shed} = a \cdot \Delta T \cdot \sum_{1 \text{ jour}} P_{shed}(t) = a \cdot E_{shed} \quad (7)$$

avec  $a$  le tarif de rachat de l'électricité produite, ici nous utilisons  $a = 15 \text{ c€/kWh}$ .

Quand à la quantification des dommages causés au système de stockage de capacité  $E_{sto}^\#$ , on considère qu'une fraction du

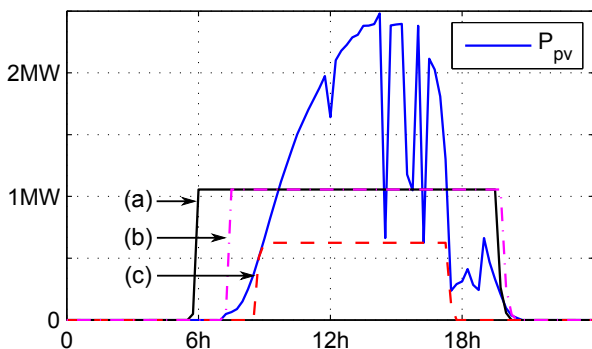


Fig. 5. Profils de productible  $P_{pv}$  et d'engagement correspondants aux individus (a), (b) et (c) de la figure 4 avec un modèle de vieillissement en cyclage de type *énergie échangée constante* - modèle 1.

coût d'investissement est consommée lorsque la batterie est endommagée de  $d_i$  :

$$C_{sto} = d_i \cdot C_{sto}^{inv} \cdot E_{sto}^\# \quad (8)$$

avec  $C_{sto}^{inv} = 400 \text{ €/kWh}$ .

Le profil d'engagement intermédiaire représenté figure 5 correspond donc à la minimisation du critère global  $C_{shed} + C_{sto}$ .

Les choix effectués ici correspondent à une vision très locale du problème puisqu'on ne considère la valeur relative des deux objectifs de notre optimisation que du point de vue du gestionnaire de la centrale virtuelle. Des quantifications différentes auraient pu être préférées, faisant par exemple intervenir le coût marginal de production - économique ou environnemental - des autres centrales du réseau considéré. On aurait alors eu accès au point de vue du gestionnaire du réseau, cherchant à minimiser une fonction de l'ensemble de son portefeuille de production. Néanmoins, une telle approche reste plus éloignée du contexte actuel que la vision "gestionnaire de la centrale" que l'on adopte ici.

### 2.3. Influence de l'horizon d'optimisation

L'optimisation de l'engagement de production est ici considérée comme un problème quotidien, le gestionnaire d'une centrale photovoltaïque avec stockage devant le résoudre jour après jour. Les conditions initiales du problème, c'est à dire l'état de charge du système de stockage au début de la journée, ont donc été fixées par l'exercice précédent, portant sur la veille. La dynamique du problème est donc plus longue que la journée et il serait sous-optimal de résoudre la question sans considérer les couplages d'une journée sur la suivante. Plusieurs méthodes sont envisageables pour prendre en compte ce couplage telles que l'ajout d'une contrainte imposant le même état de charge au début et à la fin de l'horizon d'optimisation, l'attribution d'une valeur à l'énergie stockée ou bien l'optimisation sur un horizon plus long afin de ne conserver que les premières décisions - stratégie MPC [10]. C'est cette dernière solution qui est ici retenue.

On optimise donc l'engagement d'un bloc de plusieurs jours à la fois, mais seul l'engagement pour le premier jour de ce bloc est réellement suivi. Dans le cadre de cette méthode de

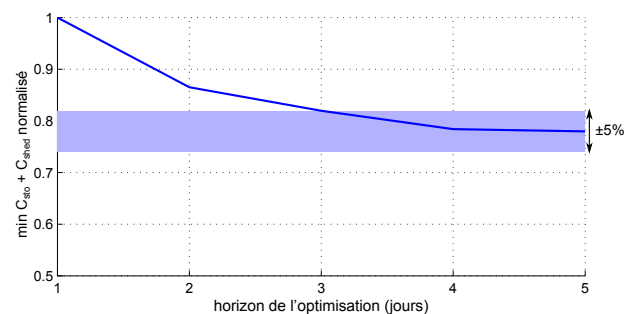


Fig. 6. Évolution de la fonction objectif en fonction de l'horizon d'optimisation : un bloc de plusieurs jours est optimisé, mais seul l'engagement pour le premier jour est réellement suivi.



résolution, il est donc nécessaire de déterminer quel doit être l'horizon pertinent. En effet, rallonger l'horizon d'optimisation conduit à augmenter le nombre de variables à considérer - 3 par jour :  $t_1$ ,  $t_2$  et  $P_{grid}^\#$ , cf figure 2 - donc rallonge le temps de calcul. La figure 6 présente l'évolution de la fonction objectif  $\min C_{shed} + C_{sto}$  en fonction de l'horizon d'optimisation. Ce calcul est réalisé sur 365 jours, ce qui permet de déterminer la valeur moyenne journalière de la fonction objectif. Le résultat présenté figure 6 est normalisé par rapport à sa valeur lorsque l'horizon est de 1 jour, ie lorsqu'on optimise l'engagement d'aujourd'hui sans tenir compte du lendemain. Cette politique *myope* conduit à des solutions sous optimales puisqu'elle ne prend pas en compte l'information du lendemain. Néanmoins, puisqu'elle encourage à vider le stock chaque soir afin de maximiser l'énergie vendue au réseau, les engagements proposés par cette méthode ne sont pas illogiques et ne peuvent être améliorés que d'environ 25 % en allongeant l'horizon d'optimisation. On représente également figure 6 la bande de  $\pm 5\%$  autour de la performance maximale. Ceci nous conduit à considérer qu'un horizon de 3 jours est un compromis satisfaisant.

### 3. DIMENSIONNEMENT DE LA CAPACITÉ DE STOCKAGE

La section précédente ayant permis de réaliser une optimisation du profil d'engagement à capacité de stockage fixée, il est à présent possible d'étudier l'influence de la capacité énergétique maximale du système de stockage sur le profil d'engagement optimal et donc sur les performances du système global. Tous les résultats présentés dans cette section utilisent la démarche d'optimisation présentée dans la section précédente afin de proposer quelle que soit la capacité de stockage le meilleur engagement de production possible, conformément à une démarche de co-optimisation de l'engagement et du dimensionnement. On ne considérera dans cette section que le profil représentant le meilleur compromis entre endommagement et énergie délestée, c'est à dire celui minimisant  $C_{shed} + C_{sto}$ . La figure 7 représente donc un extrait de 5 jours de production ainsi que les profils optimaux d'engagement de production pour deux capacités différentes. Le modèle de vieillissement adopté dans cet exemple est le modèle 3 - comptage *rainflow*.

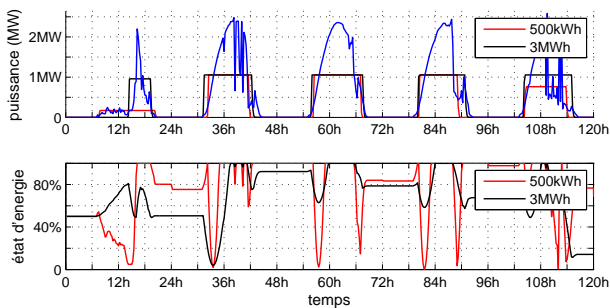


Fig. 7. Exemple d'engagements optimaux correspondant à une centrale photovoltaïque de 2.64 MW pour deux valeurs de la capacité énergétique du système de stockage : 500 kWh et 3 MWh. Variations correspondantes de l'état d'énergie.

Cet exemple permet de mettre en évidence que l'engagement de production optimal varie fortement avec la capacité de stockage disponible. Le vieillissement en cyclage étant causé par les variations de l'état d'énergie *SoE*, une petite batterie s'endommagera plus vite à même sollicitations. Sa durée de vie en sera donc réduite. De plus, l'énergie délestée décroît de façon logique lorsque la capacité de stockage augmente. Afin d'évaluer la pertinence d'ajouter une unité de stockage à une centrale photovoltaïque, on considère le revenu que l'on peut retirer de cette centrale virtuelle au cours de sa vie, fixée par la vie de l'unité de stockage, élément du système le plus sensible au vieillissement. Ce revenu *Inc* peut s'écrire comme la différence entre le revenu potentiel du productible photovoltaïque au cours de la vie de la batterie  $a \cdot E_{pv}^{life}$  et les coûts correspondant à l'énergie délestée  $C_{shed}$  et à l'investissement dans un système de stockage  $C_{inv}$  :

$$Inc = a \cdot E_{pv}^{life} - \underbrace{a \cdot E_{shed}^{life}}_{C_{shed}} - \underbrace{C_{sto}^{inv} \cdot E_{sto}^\#}_{C_{sto}} \quad (9)$$

$$E_{pv}^{life} = \Delta T \cdot \sum_{t=0}^{T_{life}} P_{pv} \quad (10)$$

$$E_{shed}^{life} = \Delta T \cdot \sum_{t=0}^{T_{life}} P_{shed} \quad (11)$$

$$(12)$$

avec  $a$  le tarif de rachat de l'électricité,  $C_{sto}^{inv}$  le coût unitaire d'achat des batteries, ainsi que déjà défini équations 6 et 7, et  $T_{life}$  la durée de vie estimée du système de stockage, elle même calculée à partir de l'endommagement :

$$T_{life} = \frac{1}{d_{cal} + \sum d_i} \quad (13)$$

où  $d_{cal}$  représente la contribution du vieillissement calendaire. Ainsi que décrit section 2, cette contribution dépend des paramètres de la batterie tels que son état d'énergie ou sa température, et ses variations sont supposées moins importante que l'endommagement en cyclage. Une analyse instantanée du vieillissement calendaire n'est donc pas réalisée ici. Sa contribution est prise en compte en supposant que si la batterie n'avait pas été utilisée, elle serait considérée en fin de vie au bout de 15 ans. D'où un endommagement calendaire forfaitaire de 6.7 % par an. Le vieillissement en cyclage est quant à lui intervenu suite au profil de sollicitation associé à l'optimisation de l'engagement de production.

On ne prend pas en compte ici de taux d'actualisation afin de simplifier l'analyse. Cela serait néanmoins possible et viendrait simplement pondérer les revenus futurs.

La fonction objectif utilisée dans la section précédente

$$\min a \cdot E_{shed}^{1\text{ jour}} + d_i \cdot C_{sto}^{inv} \cdot E_{sto}^\# \quad (14)$$

correspond à une vision instantanée de la fonction *Inc*. Minimiser cette fonction objectif jour après jour permet donc d'atteindre le maximum de *Inc* à dimensionnement donné et en

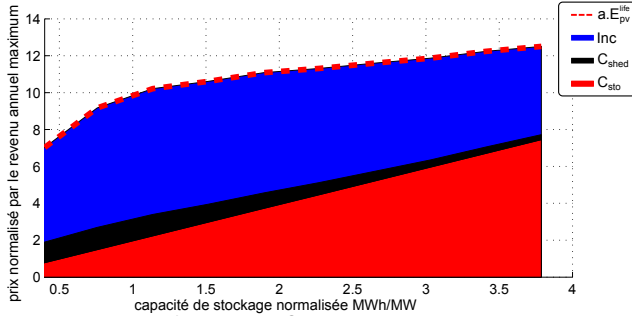


Fig. 8. Variations des termes de la fonction objectif *revenu - Inc* cf equation (9) - en fonction de la capacité de stockage normalisée par la puissance crête de l'installation photovoltaïque, dans le cas du modèle de vieillissement 3. Cette analyse est effectuée sur la durée de vie de la batterie, croissante avec la capacité de stockage.

ajustant au mieux la durée de vie du système de stockage. Ce raisonnement à durée de vie de la batterie variable a été choisi délibérément afin de ne pas contraindre l'optimisation à épuiser l'état de santé du système pour une date fixée.

Afin de déterminer quel est le dimensionnement convenable de la capacité de stockage, la valeur moyenne de la fonction objectif *Inc* est calculée sur une année, pour différents points de dimensionnement  $\frac{E_{sto}^{\#}}{P_{peak}}$ . Cette normalisation par la puissance crête de l'installation est possible puisque l'endommagement de la batterie est fonction de l'état d'énergie, dont les variations sont fonction du ratio  $\frac{E_{sto}^{\#}}{P_{peak}}$ , la batterie évoluant de la même manière lorsqu'elle est deux fois plus grande et que la puissance à absorber est également doublée. Le calcul a été réalisé pour une centrale photovoltaïque de 2.64 MW. La figure 8 présente les variations des différents termes de la fonction *Inc*.

Les grandeurs qui y sont représentées sont normalisées par  $a \cdot E_{pv}^{1an}$ , le revenu annuel de la centrale photovoltaïque en l'absence de contrainte d'engagement. Le coût d'investissement dans le système de stockage  $C_{sto} = C_{sto}^{inv} \cdot E_{sto}^{\#}$  varie linéairement avec la capacité - en rouge. Vient ensuite - en noir - l'évolution du manque à gagner causé par le délestage d'une partie de la production au cours de toute la vie de la batterie  $C_{shed} = a \cdot E_{shed}^{life}$ . Celui ci est la résultante de deux effets antagonistes :

- la diminution de l'énergie délestée quotidiennement grâce à l'augmentation de la capacité de stockage.
- l'augmentation de la durée de vie, provoquée par la diminution de l'endommagement causé par une sollicitation donnée lorsque la batterie grandit.

Il apparaît néanmoins que l'énergie délestée totale décroît régulièrement avec la capacité de stockage. La courbe supérieure - pointillés rouges - représente le revenu qui aurait pu être généré à partir de la vente de la totalité du productible, en l'absence de contrainte d'engagement, ie le terme  $a \cdot E_{pv}^{life}$ . Ce terme varie avec la capacité de stockage puisqu'il est calculé sur la durée de vie du système de stockage. La puissance crête, le tarif d'achat et l'irradiance solaire ne variant pas, ce terme est l'image de

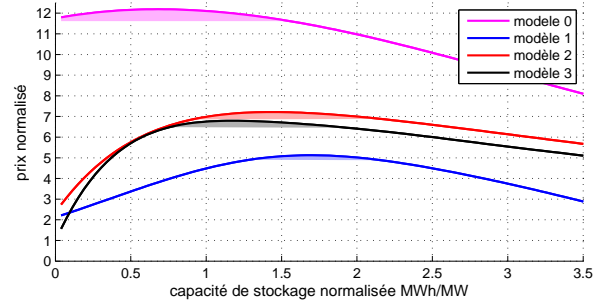


Fig. 9. Variations de la fonction objectif *Inc* pour différents modèles de vieillissement. Les zones permettant 95% de la performance maximale sont indiquées par des plages de couleur. Modèle 0 : pas de vieillissement en cyclage.

l'allongement de la durée de vie du système en fonction de sa capacité. En effet, à mesure que la capacité augmente, la profondeur des demi-cycles est réduite, donc la fatigue en cyclage est réduite et la durée de vie s'allonge.

L'aire colorisée en bleu correspond finalement le revenu *Inc*, différence entre les coûts - somme des quantités noire et rouge - et le productible - courbe supérieure en pointillé rouge de la figure 8. Les revenus liés au productible sont liés uniquement à la durée de vie, puisque la puissance crête de la centrale n'évolue pas.

Cette étude peut être répétée dans le cas des autres modèles de vieillissement en cyclage décrits en section 2.1. La figure 9 présente les variations de la fonction objectif en fonction du dimensionnement avec ces trois modèles, ainsi que dans le cas où aucune prise en compte du vieillissement en cyclage n'est considérée - modèle 0.

Un dimensionnement optimum apparaît quel que soit le modèle de vieillissement considéré. De plus, ces modèles présentent des dimensionnements optimaux relativement plats, un doublement de la capacité de stockage pouvant être réalisé tout en restant au dessus de 95% de la performance maximale atteignable. Cependant, les estimations de la rentabilité sont éloignées les unes des autres. En effet, le modèle 1, à énergie échangée constante, surestime l'endommagement par rapport aux modèles 2 et 3. Il est donc logique que la durée de vie annoncée soit plus courte et que donc l'optimum de rentabilité calculé soit moins élevé que pour les deux autres modèles. D'autre part, les modèles 2 et 3 - qui ne diffèrent que par le mode d'identification des demi-cycles de charge-décharge - ont des résultats proches, ce qui semble en cohérence avec le fait que l'endommagement affecté à un demi cycle soit le même. En l'absence de tout modèle de vieillissement, la durée de vie est donc considérée comme fixe quelles que soient les sollicitations imposées à la batterie. On considère ici une durée de vie de 15 ans comme référence pour une batterie uniquement soumise à du vieillissement calendaire. Cette durée est également utilisée afin de prendre en compte le vieillissement calendaire dans les modèles 1, 2 et 3. Cependant, ces trois modèles y ajoutaient une compo-

sante de vieillissement en cyclage que le modèle 0 ne considère pas. Il en résulte donc une rentabilité prévue par le modèle 0 considérablement plus élevée que lorsqu'un modèle de vieillissement en cyclage est utilisé. De plus, comme aucune pénalisation n'affecte les sollicitations imposées à la batterie, on peut se satisfaire d'une capacité de stockage nettement moins importante.

Le point le plus notable est que les dimensionnements pertinents - permettant une performance supérieure à 95% de la performance d'un dimensionnement optimal - sont extrêmement proches d'un modèle de vieillissement à l'autre. On relève en effet les valeurs suivantes :

modèle 1 : 1.3 MWh/MW à 2.1 MWh/MW

modèle 2 : 0.9 MWh/MW à 2.1 MWh/MW

modèle 3 : 0.8 MWh/MW à 1.9 MWh/MW

L'impact du modèle de vieillissement adopté sur le dimensionnement optimal semble donc limité. Cependant, en l'absence de tout modèle de vieillissement - modèle 0 - les dimensionnements pertinents sont largement plus restreints : de 0 à 1.5 MWh/MW. Il est nécessaire de signaler que la complexité des modèles 2 et 3 - qui nécessitent l'identification de cycles au sein du profil d'état d'énergie - rend leur évaluation environ 100 fois plus longue que le modèle 1.

La distribution des cycles de charge-décharge en fonction de leur profondeur *DoD* est indiquée figure 10 pour les 4 cas d'étude. Cette figure se base sur la même série temporelle que celle utilisée pour la figure 9 : une optimisation de l'engagement de production au cours d'une année. Le dimensionnement choisi ici est de 1.5 MWh/MW, ce qui permet de bonnes performances quel que soit le modèle de vieillissement choisi.

En l'absence de prise en compte du modèle de vieillissement en cyclage, on peut remarquer que des cycles de très grande profondeur ne sont pas rares et que la fréquence d'apparition de cycles décroît lentement avec leur profondeur. Introduire un modèle de vieillissement de type énergie échangée constante - modèle 1 - permet de réduire considérablement les cycles profonds. Le modèle 2 introduit une pondération de l'endommagement en fonction de la profondeur des cycles. La figure 3 met alors en évidence que les cycles dont le *DoD* est entre 30% et 50% sont nettement moins pénalisés dans ce modèle que dans le

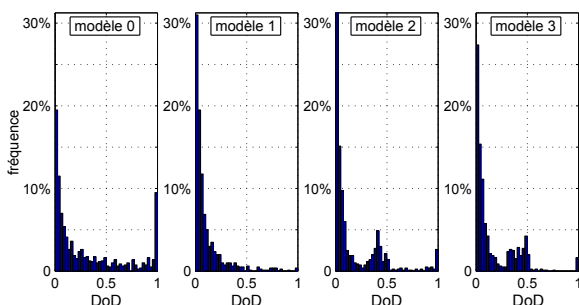


Fig. 10. Distribution des profondeurs de cycles sur un an en fonction du modèle de vieillissement.

précédent. La conséquence en est que la fréquence d'apparition de cycles ayant de telles profondeurs est accrue. Le modèle 3 introduisant le comptage par *rainflow*, les cycles de très faible amplitude sont moins nombreux alors que le pic de fréquence de cycles "moyens" -  $30\% \leq DoD \leq 50\%$  - est encore renforcé. Ceci traduit l'identification de micro-cycles au sein de cycles majeurs.

#### 4. CONCLUSIONS

Cette étude a permis l'analyse des contraintes liées à un engagement de production en trapèze pour des centrales photovoltaïque. Une démarche de co-optimisation de l'engagement de production et du dimensionnement de la capacité de stockage a été mise en œuvre. Celle-ci permet de ne pas faire d'hypothèses simplificatrices sur la stratégie d'engagement lors de l'optimisation du dimensionnement, mais d'élaborer le meilleur engagement possible à dimensionnement donné.

Deux objectifs contradictoires ont été mis en évidence lors de l'optimisation de l'engagement : l'énergie délestée et l'usure causée au système de stockage. Une pondération économique de ces deux critères a alors été proposée afin de surmonter cet antagonisme. En appliquant cette optimisation quotidienne au cours d'une année, des indices de performances pour différents dimensionnements de la capacité de stockage ont pu être déterminés. Il apparaît qu'un dimensionnement optimum existe, permettant le meilleur compromis entre l'investissement, la durée de vie et le manque à gagner causé par l'énergie délestée.

Par ailleurs, trois modèles de vieillissement en cyclage simplifiés ont été mis en place et comparés au sein de cette étude. On a tout d'abord pu constater que les profils d'engagement optimaux au sens de chacun des modèles d'endommagement étaient proches. De plus, la recherche d'un point de dimensionnement optimal a mis en évidence que les capacités de stockage optimales selon chacun des modèles conduisaient à des performances très proches les unes des autres. Nous avons observé que le modèle 1, fondé sur une énergie échangeable constante sur la vie, et beaucoup moins gourmand en temps de calcul, permettait d'obtenir un dimensionnement cohérent de la capacité de stockage. A ce stade, malgré l'analyse de détail que nous avons menée, nous ne sommes pas en mesure de conclure une généralisation de ce résultat. Ces modèles de vieillissement ont également été comparés avec une étude où seule une durée de vie fixe est prise en compte. Il s'avère qu'introduire un modèle de vieillissement, même simpliste, améliore considérablement le choix de la capacité de stockage par rapport à celle qui aurait été retenue si l'étude de l'endommagement n'avait pas été abordée.

#### 5. REMERCIEMENTS

Nous remercions vivement la société Langa Solar - <http://www.langa-solar.com/> - qui nous a permis d'accéder aux données issues de l'instrumentation de la centrale photovoltaïque de Castifao en Haute Corse entre mai 2012 et avril 2014.



## NOMENCLATURE

|                          |   |         |
|--------------------------|---|---------|
| $\Delta T$               | pas de temps des séries temporelles utilisées = 15 min  | [min]   |
| $a$                      | tarif d'achat de l'électricité produite   | [€/kWh] |
| $C_{shed}$               | manque à gagner de l'énergie délestée   | [€]     |
| $C_{sto}$                | coût d'investissement total dans le système de stockage   | [€]     |
| $C_{sto}^{inv}$          | coût d'investissement unitaire dans le système de stockage  | [€/kWh] |
| $d_i$                    | dommage élémentaire causé à la batterie   | [-]     |
| $d_{cal}$                | vieillessement calendaire   | [-]     |
| $DoD$                    | amplitude de la variation de l'état d'énergie définissant un demi-cycle                           | [-]     |
| $E_{ech}^{life}$         | énergie échangeable au cours de la vie de la batterie   | [Wh]    |
| $E_{pv}^{1an}$           | énergie photovoltaïque productible au cours d'une année   | [Wh]    |
| $E_{pv}^{life}$          | énergie photovoltaïque productible au cours de la vie de la batterie                              | [Wh]    |
| $E_{shed}$               | énergie productible délestée = $\int P_{shed} dt$   | [Wh]    |
| $E_{shed}^{1jour}$       | énergie productible délestée au cours d'une journée   | [Wh]    |
| $E_{shed}^{life}$        | énergie productible délestée au cours de la vie de la batterie                                    | [Wh]    |
| $E_{sto}^b ; E_{sto}^\#$ | énergie minimale et maximale stockée par la batterie, contrainte d'optimisation                   | [Wh]    |
| $Inc$                    | revenu généré par l'installation d'une batterie au cours de la vie de cette batterie              | [€]     |
| $P_{grid}$               | puissance envoyée au réseau et suivant un engagement en trapèze                                   | [W]     |
| $P_{grid}^\#$            | puissance maximale envoyée vers le réseau, paramètre d'optimisation de l'engagement de production | [W]     |
| $P_{peak}$               | puissance crête de la centrale photovoltaïque   | [W]     |
| $P_{pv}$                 | puissance photovoltaïque productible  | [W]     |
| $P_{shed}$               | puissance productible délestée  | [W]     |
| $P_{sto}$                | puissance échangée avec le système de stockage  | [W]     |
| $P_{sto}^b ; P_{sto}^\#$ | puissance minimale et maximale échangée avec le système de stockage, contrainte d'optimisation    | [W]     |
| $SoE$                    | état d'énergie de la batterie = $\frac{E_{sto}}{E_{sto}^\#}$                                      | [-]     |

$t_1 ; t_2$  instant de début et de fin de production constante, paramètre d'optimisation de l'engagement de production [h]

$T_{life}$  durée de vie de la batterie =  $\frac{1}{d_{cal} + \sum d_i}$  [année]

## 6. RÉFÉRENCES

- [1] Commission de Régulation de l'Énergie, "Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc", 7 mars 2013
- [2] J.J. Peralta, J. Pérez-Ruiz, S. de la Torre, "Unit Commitment with Load Uncertainty by Joint Chance-Constrained Programming", IEEE PowerTech Conference, Grenoble, 2013
- [3] B. Guinot, Y. Bultel, F. Montignac, D. Riu, I. Noiro-Le Borgne, "Economic impact of performances degradation on the competitiveness of energy storage technologies e Part 2 : Application on an example of PV production guarantee", International Journal of Hydrogen Energy, pp 13702-13716, 2013
- [4] H.K. Fathy, J.A. Reyer, P.Y. Papalambros, A.G. Ulsoy, "On the Coupling between the Plant and Controller Optimization Problems", American Control Conference, Arlington, 2001
- [5] P. Haessig, B. Multon, H. Ben Ahmed, S. Lascaud, "Quelle loi de gestion choisir pour dimensionner un système de stockage d'énergie?", Symposium du Génie Electrique, Cachan, 2014
- [6] M. Lippert, C. Jeuffrain, S. Lascaud, P. Rioual, "Making the sun reliable with Li-ion energy storage : solar PV energy management for large PV power plants on isolated islands", 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain
- [7] Q. Badey, "Etude des mécanismes et modélisation du vieillissement des batteries lithium-ion dans le cadre d'un usage automobile", thèse de Doctorat, Université Paris Sud, 2012
- [8] I. Rychlik, "A new definition of the rainflow cycle counting method, International Journal of Fatigue, p119-121, 1987
- [9] K. Deb, "Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms, Wiley Interscience Series in Systems and Optimization, 2001
- [10] M. Arnold and G. Andersson. Model predictive control of energy storage including uncertain forecasts. In Power Systems Computation Conference (PSCC), Stockholm, Sweden, 2011.