



**HAL**  
open science

## Mise en oeuvre de l'optimisation pour le dimensionnement et les études de faisabilité de systèmes multi-sources électriques dans le bâtiment

Thi Thu Hà Pham, Cédric Clastres, Frédéric Wurtz, Seddik Bacha, Stéphane Ploix

### ► To cite this version:

Thi Thu Hà Pham, Cédric Clastres, Frédéric Wurtz, Seddik Bacha, Stéphane Ploix. Mise en oeuvre de l'optimisation pour le dimensionnement et les études de faisabilité de systèmes multi-sources électriques dans le bâtiment. IBPSA 2008 (International Building Performance Simulation Association), Nov 2008, France. hal-00359746

**HAL Id: hal-00359746**

**<https://hal.science/hal-00359746>**

Submitted on 9 Feb 2009

**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.

# Mise en œuvre de l'optimisation pour le dimensionnement et les études de faisabilité de systèmes multi-sources électriques dans le bâtiment

T.T. Ha Pham<sup>1</sup>, C. Clastres<sup>1</sup>, F. Wurtz<sup>1</sup>, S. Bacha<sup>1</sup>, S. Ploix<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Grenoble Electrical Engineering (G2ELAB) CNRS - INPG / UJF

BP 46-38402 Saint Martin d'Hères

Ha.pham-Thi-Thu@g2elab.inpg.fr

<sup>2</sup> Laboratoire des sciences pour la conception, l'optimisation et la production (G-SCOP)

CNRS - INPG / UJF

46, avenue Félix Viallet 38031 Grenoble

---

*RESUME.* Le travail présenté dans cet article se situe dans le contexte de la production et de la valorisation des énergies renouvelables que l'on peut produire dans un bâtiment résidentiel. L'objectif est de développer un système électrique multi-sources et de réaliser la gestion globale de l'énergie. Une méthode de dimensionnement optimal et une analyse de faisabilité économique du système ont été proposées. La Programmation Mixte Linéaire (PML) a été utilisée pour formuler le problème et semble être efficace pour gérer la complexité et l'intégration des facteurs d'influence multiples. La formulation est illustrée sous la problématique de la valorisation d'un tel système dans une maison résidentielle ayant une forte part de production solaire.

*MOTS-CLÉS :* dimensionnement optimal, système multi-sources, application bâtiment

---

*ABSTRACT.* The study presented in this paper takes place in the context of the production and the development of renewable energies for residential building application. Objective is to develop a power system which is composed by a multi-sources supply system and a global energy management. An optimal sizing method and an analysis of the economical feasibility of the system have been proposed. The Mix Linear Programming (MLP) method is used to formulate the problem and seems to be effective to deal with the complexity and the integration of multiple factors of influence. The formulation is illustrated on a problem aiming to increase the value of such system in a household with high solar production insertion.

*KEYWORDS :* optimal sizing, multi-sources system, building application

---

## Nomenclature

### Paramètres du modèle

$t$	Pas de temps de calcul, [heure]
$k$	Indice de l'année d'étude, [an]
$T$	Durée d'étude, égale à la durée de vie de l'installation, [ans]
$i$	Taux d'actualisation
$C_{PV}$	Coefficient de prix du kW crête du PV, [€/kWc]
$C_B$	Coefficient de prix du système de stockage, [€/kWh]
$C_{ond}$	Coefficient de prix de l'onduleur, [€/kW]
$C_{gn}$	Coût fixe de raccordement au réseau, [€/kW]
$c_g(t)$	Prix du kWh soutiré du réseau, [€/kW]
$c_s(t)$	Prix du kWh revendu au réseau, [€/kWh]
$r_{ch}, r_{ch}$	Vitesse de charge et de décharge, [kW/h]

$\eta_B$	Rendement de la batterie
$k_{min}$	Coefficient de la limite inférieure de la batterie. Normalement, on n'autorise pas de décharger la batterie en dessous de 30% de sa capacité
$k_{max}$	Coefficient de la limite supérieure de la batterie.
$P_{ch}(t)$	Puissance consommée initialement prévu par les charges, [kW], avant installation du système de pilotage optimal de type MULTISOL
$E_{chP}$	Energie pilotable, [kWh]

#### *Variables de décision*

$P_{PVc}$	Puissance crête des panneaux PV, [kWc]
$S_{max}$	Capacité du système de stockage, [kWh]
$P_{gn}$	Puissance d'abonnement du réseau, [kW]
$P_{bin}(t)$	Consigne de puissance de charge, [kW]
$P_{bout}(t)$	Consigne de puissance de décharge, [kW]
$\alpha(t)$	Variable binaire de décision, $\alpha(t) = 1$ si la batterie est en charge et $\alpha(t) = 0$ si la batterie est en décharge
$SOC(t)$ ,	Etat de charge temporel, [kWh]
$P_g(t)$	Puissance consommée sur le réseau, [kW]
$z(t)$	Puissance du système revendue au réseau, [kW]
$P_{chP}(t)$	Puissance consommée par les charges pilotables, [kW]
$P_{chNP}(t)$	Puissance consommée par les charges non pilotables, [kW]

#### *Variables de calcul*

$P_{PV}(t)$	Puissance solaire PV disponible, [kW]
$I_o$	Investissement initial (matériels, l'installation, subvention, ... etc)
$CT_k$	Coût total pour l'année $k$ (facture d'électricité, opération et de maintenance des équipements, remplacement des composants ... etc)
$IT_k$	Revenu total pour l'année $k$ (revente d'électricité, économie de l'énergie réalisée)

## 1. INTRODUCTION

En Europe, au cours de ces dernières années, l'introduction des systèmes de production à base d'énergies renouvelables dans le secteur résidentiel a été favorisée par des programmes soutenus par les gouvernements. Cependant, les tendances actuelles, consistant à développer l'utilisation des énergies renouvelables vont évoluer. Les conditions préférentielles vont diminuer ou être remplacées par un autre système moins attractif. Ceci conduit à une nécessité de mener des recherches sur une architecture électrique novatrice pour valoriser la production de ces énergies dans le bâtiment.

Le projet MULTISOL, qui supporte l'étude présentée, a pour vocation de développer un système énergétique pour le bâtiment composé d'un système multi-sources et de réaliser la gestion globale de l'énergie. Ce système doit répondre à des critères d'optimisation technique/énergétique/économique qui ont pour but de rendre la solution proposée viable et attrayante pour des applications de plus en plus nombreuses. Ce problème est donc complexe, car il intègre des paramètres multiples tels que les besoins locaux d'énergie, la préférence de l'utilisateur final, l'investissement, la politique énergétique, les conditions du marché de l'électricité, etc. D'ailleurs, les évolutions prévisibles telles que : la politique du développement des énergies renouvelables (Amundsen *et al.*, 2006) et (Dinica *et al.*,

2003); les évolutions du prix de l'électricité (Lise *et al.*, 2006) et (ADEME, 2003), le coût des technologies ou même les technologies utilisées, etc. mènent à la nécessité d'une analyse plus approfondie sur la faisabilité du système.

L'étude présentée est un apport méthodologique à cette problématique. Une méthode de dimensionnement optimal est proposée. Le problème est formulé sous la forme de Programmation Mixte Linéaire (PML), puis résolu par un algorithme a pour but de déterminer d'une part la configuration la plus appropriée pour l'application, et de définir d'autre part la meilleure stratégie d'exploitation du système au profit de l'utilisateur. En même temps, et au de-là des aspects formulation et résolution algorithmique, il est important de développer une méthode d'analyse des résultats obtenus en faisant intervenir un grand nombre de paramètres.

## 2. SYSTEME MULTI-SOURCES ET CO-GESTION DE SOURCES ET CHARGES

Pour l'application dans le secteur résidentiel, le système proposé (F. Wurtz *et al.*, 2007) se compose, du côté des sources d'un système multi-sources à base d'énergie solaire raccordée au réseau public; et du côté charges d'une gestion intelligente optimisée, *Figure 1*.

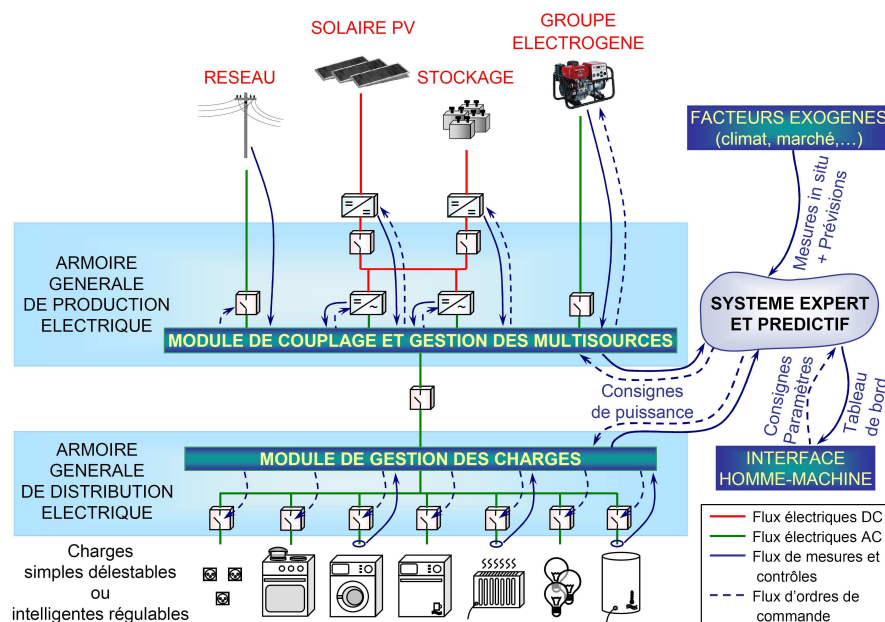


Figure 1 : Architecture du système de co-gestion de sources et de charges

Nous proposons de séparer les composants liés à la production électrique dans une armoire dite *Production* qui alimente l'armoire de distribution plus traditionnelle. Un module de gestion optimale est intégré dans chaque armoire permettant le contrôle des flux de puissances. Une interface d'électronique de puissance dans la structure facilite le contrôle - commande des charges. Des équipements de mesure et de télécommunication sont indispensables. Le cœur - intelligent est le *Système Expert et Prédictif* qui reçoit des informations externes (prévision de météo, prix d'électricité, mesures...) - calcule la stratégie de contrôle optimale et envoie des ordres aux équipements.

Ce présent travail contribue à la tâche de concevoir l'architecture du système, particulièrement du côté des sources de production. L'objectif est de proposer une méthode de dimensionnement optimal en intégrant la gestion optimisée du fonctionnement des sources et des charges.

### 3. FORMULATION DU PROBLEME

Le problème de dimensionnement présent est formulé sous la forme d'un problème d'optimisation de type PML, extension de la Programmation Linéaire, (Momoh, 2001).

Basé sur le calcul de la Valeur Actualisée Nette des Cash-flow appelée aussi Valeur Actualisée Nette (VAN), la fonction objectif (la valeur de l'installation actualisée à l'année initiale) doit être maximisée, avec comme variables le nombre de modules PV, la capacité de la batterie, la puissance d'abonnement du réseau public et les consignes d'exploitation des sources. Notre objectif consiste à trouver, d'une part la configuration optimale du système multi-sources, et d'autre part la stratégie de gestion optimale des sources et charges dans le bâtiment.

#### 1.1. DEFINITION DE LA FONCTION OBJECTIF

Afin d'évaluer la rentabilité du système, on considère la VAN étant la différence entre l'investissement initial ( $I_0$ ) et les cash-flows, qui sont les différences entre les coûts ( $CT_k$ ) et les revenus annuels totaux ( $IT_k$ ) actualisés par rapport à l'année initiale.

$$\text{Maximiser } VAN = -I_0 + \sum_{k=1}^T \left( \frac{IT_k - CT_k}{(1+i)^k} \right) \quad [1]$$

$$\text{avec } I_0 = (C_{PV} + C_{ond}) \cdot P_{PVc} + C_B \cdot S \quad [2]$$

Pour simplifier le calcul et parce que les coûts des opérations et de maintenances des équipements sources (PV, onduleur, batterie) sont négligeables devant les autres paramètres, on tient compte dans le coût annuel total de la facture d'électricité soutiré du réseau, et du remplacement éventuel des équipements (stockage, ... etc.):

$$CT_k = c_{gn}(P_{gn}) + \sum_{t=1}^{8760} P_g(t) \cdot c_g(t) + R_B \cdot C_B \cdot S + R_{ond} \cdot C_{ond} \cdot P_{PVc} \quad [3]$$

$R_B(k)$ ,  $R_{ond}(k)$  sont des valeurs binaires.  $R_{(.)}$  = 1 si le composant (.) doit être remplacé dans l'année  $k$ ,  $R_{(.)}$  = 0 sinon.

Le revenu annuel total est ce que le système apporte à l'utilisateur. Il est composé de la revente d'électricité et de l'économie d'énergie réalisée, du fait qu'elle n'a pas été soutirée au réseau:

$$IT_k = \sum_{t=1}^{8760} z(t) \cdot c_r(t) + \sum_{t=1}^{8760} (P_{ch}(t) - P_g(t)) c_g(t) \quad [4]$$

L'investissement initial est réalisé entièrement sur l'année initiale  $t = 0$ . Ainsi, le système est rentable si au plus tard à la fin de la vie de l'installation la somme des cash-flows actualisés par rapport à l'année  $t = 0$  sont supérieurs à l'investissement  $I_0$ , c'est à dire si  $VAN_{t^*} \geq 0$ . L'année  $t^*$  où  $VAN_{t^*} = 0$  (point d'amortissement, sur la *Figure 2*) indique l'année à laquelle l'investissement du système a été amorti. Naturellement, plus la durée d'amortissement est courte, plus le système est intéressant économiquement.

Dans cette étude, si la VAN à l'année  $T$  (à la fin de la durée de vie de l'installation) devient non négative, on dit que le système est amortissable et rentable.

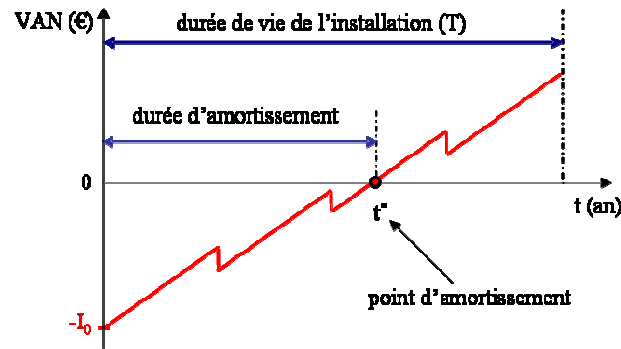


Figure 2 : Caractéristique typique de la VAN du système

## 1.2. DEFINITION DES CONTRAINTES ASSOCIEES

- Contrainte sur l'équilibre entre production et consommation :

$$P_{PV}(t) + P_g(t) - P_{bout}(t) = P_{bin}(t) + z(t) + P_{chNP}(t) + P_{chP}(t) \quad [5]$$

- Contraintes liées au système de stockage

- o évolution de l'état de charge :

$$SOC(t) = SOC(t-1) + P_{bout}(t) + P_{bin}(t) \quad [6]$$

- o limites de charge et de décharge

$$k_{min} \cdot S_{max} \leq SOC(t) \leq k_{max} \cdot S_{max} \quad [7]$$

- o contrainte sur la charge et la décharge de la batterie : comme ce sont les deux processus indépendants qui ne sont pas réalisées en même temps, il est nécessaire que :

$$P_{bin}(t) \cdot P_{bout}(t) = 0 \text{ pour tout } t$$

Afin de transformer cette contrainte en expression linéaire, nous proposons d'introduire une variable binaire de décision  $\alpha(t)$  de telle manière à :

$$\begin{cases} 0 \leq P_{bin}(t) \leq \alpha(t) \cdot \frac{S \cdot r_{ch} \cdot \eta_B}{\Delta t} \\ -\frac{S_{max} \cdot r_{dch} \cdot \frac{1}{\eta_B}}{\Delta t} \cdot (1 - \alpha(t)) \leq P_{bout}(t) \leq 0 \end{cases} \quad [8]$$

de telle manière à ce que

$$\begin{aligned} \text{si } \alpha(t) = 1 : & \begin{cases} 0 \leq P_{bin}(t) \leq \frac{S_{max} \cdot r_{ch} \cdot \eta_B}{\Delta t} \\ P_{bout}(t) = 0 \end{cases} \rightarrow \text{la batterie en mode charge} \\ \text{si } \alpha(t) = 0 : & \begin{cases} P_{bin}(t) = 0 \\ -\frac{S_{max} \cdot r_{dch} \cdot \frac{1}{\eta_B}}{\Delta t} \leq P_{bout}(t) \leq 0 \end{cases} \rightarrow \text{la batterie en mode décharge} \end{aligned}$$

- Contrainte de raccordement du système au réseau: la puissance soutirée au réseau ne doit pas dépasser la puissance d'abonnement choisie (correspondant à un coût fixe et un tarif prédéfini).

$$P_g(t) \leq P_{gn} \quad [9]$$

Contraintes liées à la possibilité de revente de l'énergie solaire au réseau. On suppose pour cette étude qu'aucune contrainte n'est imposée sur la quantité de puissance produite localement et injectée au réseau. Il n'est pas autorisé par ailleurs d'utiliser l'énergie stockée dans la batterie pour revendre au réseau, donc le surplus n'est donc limitée que par la capacité de production locale :

$$z(t) \leq P_{PV}(t) \quad [10]$$

La gestion de charges prise en compte dans l'étude de dimensionnement est issue de l'observation suivante: souvent, l'utilisateur ne regarde pas sa courbe de consommation tant que son besoin en énergie est assuré. Si par exemple l'utilisateur souhaite qu'un service  $d$  soit achevé à  $t = a_d$ , l'énergie demandée  $e_{chP_d}$  pour ce service doit être maintenue durant une période  $[a_d - \delta_d : a_d]$  mais la puissance consommée durant cette période peut être différée. De cette manière, on aura :

$$\sum_{\tau=(a_d-\delta_d)}^{a_d} P_{chP_d}(\tau) = e_{chP_d} \quad [11]$$

avec  $\delta_d$  est le temps pour réaliser le service  $d$

La consommation totale doit être toujours assurée:

$$\sum_t (P_{chP}(t) + P_{chNP}(t)) = \sum_t P_{ch}(t) \quad [12]$$

### 1.3. RESOLUTION DU PROBLEME D'OPTIMISATION

Le problème formulé ci-dessus est implanté sous Java et est résolu en utilisant le solveur CPLEX Mixed Integer Optimizer, [Web\_CPLEX].

Le problème comporte plusieurs paramètres d'entrée qui sont classés en deux groupes:

- les caractéristiques liées au bâtiment: préférences des usagers, possibilités et capacités du pilotage de charges,
- les facteurs exogènes : conditions météorologiques, technologies utilisées et coûts (module PV, batterie, onduleur...), politique de développement des énergies renouvelables (subventions publiques, obligation de rachat de l'énergie), évolution du marché électrique vers la dérégulation, progrès technologique ...

Ces facteurs sont ceux qui définissent le contexte où le système va être installé et va évoluer et ont donc un fort impact sur sa configuration.

La solution donne la taille optimale des composants du système: puissance crête des PV ( $P_{PVc}$ ), capacité de la batterie ( $S$ ), puissance d'abonnement du réseau ( $P_{gn}$ ). La stratégie d'exploitation du système de sources ( $P_{bin}(t)$ ,  $P_{bout}(t)$ ,  $P_r(t)$ ,  $z(t)$ ) et celle du pilotage de charge ( $P_{chP}(t)$ ,  $P_{chNP}(t)$ ) sont également déterminées. La valeur de VAN calculée permettra d'évaluer la faisabilité économique de l'installation.

#### 4. CAS D'APPLICATION

La modélisation et la formulation du problème seront illustrées sous la problématique de la valorisation de la production solaire pour l'application à une maison résidentielle.

La maison d'une surface habitable de 102 m<sup>2</sup> dispose une surface utilisable pour l'installation des panneaux photovoltaïque d'environ 50m<sup>2</sup>. Elle se situe à une latitude Nord de 43°39' et à une longitude Est de 7°11', avec une radiation moyenne de 5 kWh/m<sup>2</sup>. Le profil de consommation et de production PV disponible sont donnés sur la *Figure 3* pour une année typique de référence. La maison est raccordée au réseau public dont l'abonnement et le coût de l'énergie sont issus des tarifs appliqués par le fournisseur du réseau [Web\_Edf]. Les principaux paramètres utilisés pour le problème de dimensionnement optimal sont donnés dans le Tableau 1.

Paramètres	Symbole	Valeur	Unité
Coefficient de prix du module PV	$C_{PV}$	5000	€/kWc
Coefficient de prix de la batterie	$C_B$	150	€/kWh
Coefficient de prix de l'onduleur	$C_{ond}$	400	€/kW
Profondeur de décharge de la batterie	-	80%	-
Taux de charge/décharge de la batterie	$\eta_{ch}/\eta_{dch}$	0.2	-
Durée de vie de l'installation	$\tau$	25	ans
Taux d'évolution de demande en énergie	-	5	%/an
Taux d'évolution du prix d'électricité	-	3	%/an
Taux d'actualisation	-	4	%/an

Tableau 1 : Les paramètres utilisés pour le problème de dimensionnement optimal

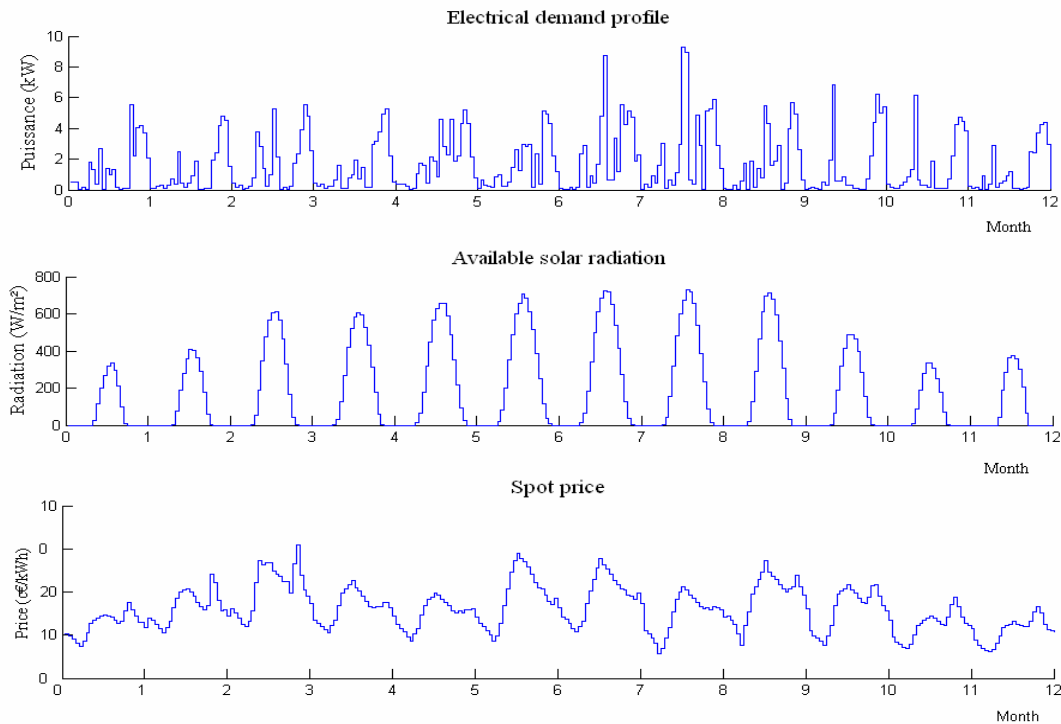


Figure 3 : Données typiques mensuelles



Dans ce cas d'étude, nous avons choisi de présenter l'impact de deux paramètres sur la configuration et la rentabilité de l'installation: la sensibilité à la réduction de la subvention publique sur l'installation PV, et la sensibilité à l'évolution du prix de l'électricité et du coût technologique.

#### 1.4. SENSIBILITE A LA REDUCTION DE LA SUBVENTION PUBLIQUE

La subvention publique sur le coût de matériel de l'installation PV va bien évidemment diminuer l'investissement à la charge du propriétaire. De plus, avec l'application du tarif préférentiel sur l'énergie solaire produite il est préférable de produire davantage pour revendre au réseau. Dans ce contexte, il est possible que l'installation soit amortie entre 9 et 15 ans.

Cependant, plus le taux de subvention réduit, et plus long sera le temps pour rentabiliser le système. Ainsi, comme on le voit sur la *Figure 4*, pour un taux inférieur à 10%, l'installation ne présente plus d'intérêt économique.

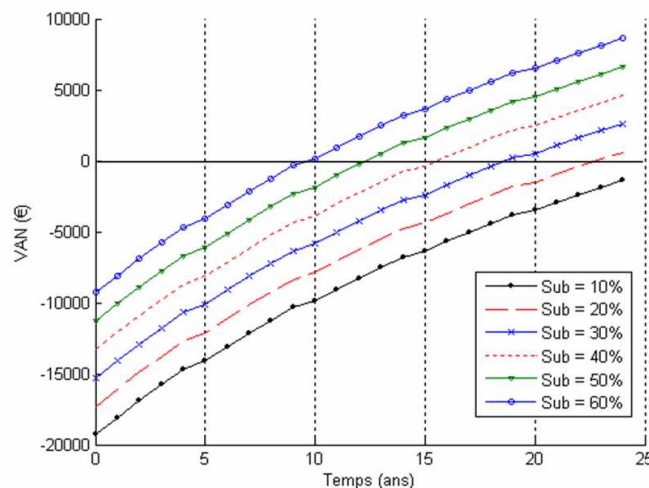


Figure 4 : VAN du système en fonction du taux de subvention publique

Du côté du dimensionnement, l'algorithme propose dans ce contexte d'installer autant de panneaux que possible dans la limite de la surface disponible, donc 50 panneaux de 80Wc équivalent à 4 kWc. La présence d'une batterie est toutefois nécessaire et sa taille est définie de telle manière à faciliter le pilotage de charge et à mieux profiter de l'énergie solaire, donc 1.82 kWh.

La *Figure 5* présente la gestion optimale des flux de puissance pour une journée type correspondant à un taux de subvention de 20% sur le coût de matériels (sauf batterie). Sur cette figure, on voit qu'initialement la maison prévoit un pic de consommation vers 19 à 21 heure. L'algorithme propose une nouvelle répartition de demande d'énergie dans la journée. Une partie de charge pilotables sont décalée vers les heures où le prix d'énergie est moins cher. La charge de la batterie s'effectue également dans cette période. Pour les heures de pointe les charges sont alimentées par le réseau en complément avec la batterie. L'énergie solaire n'est pas stockée dans la batterie. On l'utilise localement dès que possible et le surplus est revendu au réseau.

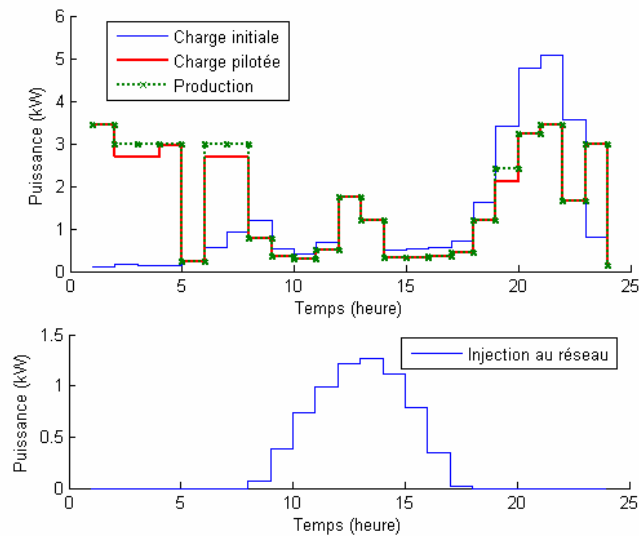


Figure 5 : Plan de fonctionnement optimal du système correspond à un taux de subvention de 20%

### 1.5. SENSIBILITE AUX EVOLUTIONS DU PRIX DE L'ELECTRICITE ET DU COUT TECHNOLOGIQUE

L'analyse de l'impact de ces évolutions prévisibles en terme du prix d'électricité et du coût technologique sur la rentabilité du système est présentée dans cette partie.

Le bâtiment ne bénéficie plus des subventions publiques sur les matériels ni le tarif préférentiel lors de revente de l'énergie au réseau. On suppose dans le contexte complètement dérégulé, il achète et revend l'énergie au prix de marché (prix spot). Comme l'installation est raccordée au réseau de distribution, le tarif de rachat l'énergie est celui du marché moins les frais liés au raccordement et à l'acheminement (environ 30% du prix spot).

L'analyse des VAN en fonction du prix d'électricité (*Figure 6*) montre que, sans subvention et tarif de rachat préférentiel, le prix réglementé actuellement appliqué aux consommateurs résidentiels n'est pas favorable à l'insertion de la production solaire. Avec environ 10 c€/ le kWh soutiré au réseau public, l'utilisateur n'a pas d'intérêt économique à produire localement de l'électricité cher (à cause de l'investissement élevé), et a par conséquent plus intérêt à consommer l'énergie du réseau. Le cash-flow est donc négatif et la VAN décroît. L'investissement dans ce cas ne nécessite qu'à mettre une batterie pour faciliter le pilotage de charge et minimiser la facture d'électricité.

Par contre, les cash-flows deviennent positifs et les VAN tendent à s'accroître lorsque le coût moyen d'électricité augmente. On le voit ainsi sur la *Figure 7* la corrélation entre la puissance crête PV installée et la taille de la batterie demandée en fonction du coût d'énergie. Plus le coût de l'énergie augmente, plus l'utilisateur aura intérêt à avoir une installation conséquente (présenté par l'investissement initial plus élevé, *Figure 6*). Ceci explique le fait que plus le prix de l'électricité est élevé, et plus l'utilisateur aura intérêt à réduire l'énergie soutirée au réseau, et à produire l'énergie localement pour pouvoir la consommer.

Pourtant, il est nécessaire que le coût d'électricité augmente jusqu'à une certaine valeur (environ 26 c€/kWh) pour que le système proposé devienne rentable. Pour un prix de 30 c€/kWh, il est possible

que le système soit rentabilisé en 16 ans (ce qui est possible dans la situation actuelle avec la subvention et l'application de tarifs préférentiels).

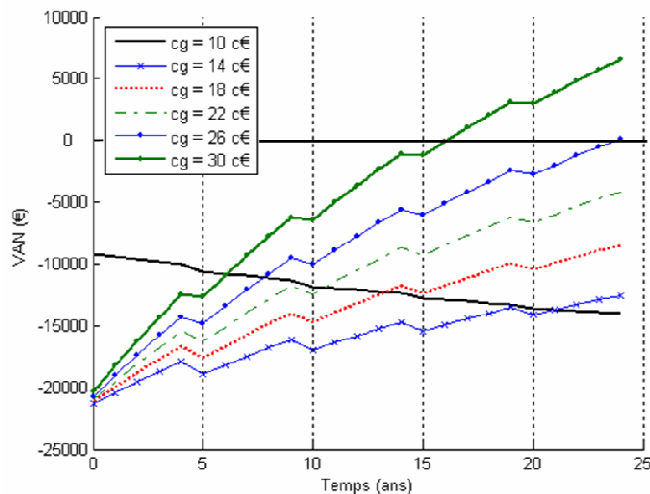


Figure 6 : VAN du système en fonction du coût du kWh d'électricité

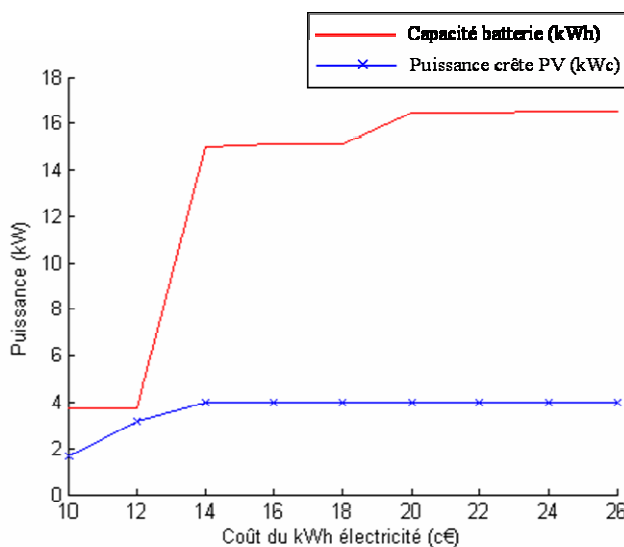


Figure 7 : Relation entre la puissance crête PV et la taille de batterie

Si l'on couple cette analyse avec les prévisions (ADEME, 2003), dans laquelle on anticipe que le coût des panneaux PV va diminuer fortement, l'algorithme d'optimisation arrivera à déterminer et à proposer sur la Figure 8 une zone intéressante pour le développement du système multi-sources avec le co-management des sources et des charges de type MULTISOL. On y voit en effet, qu'avec le coût du kWhc de PV variant entre 2000 et 4000 €, le prix d'électricité s'élevant de 20 à 30 c€/kWh, il est possible que le système soit rentable entre 8 et 16 ans.

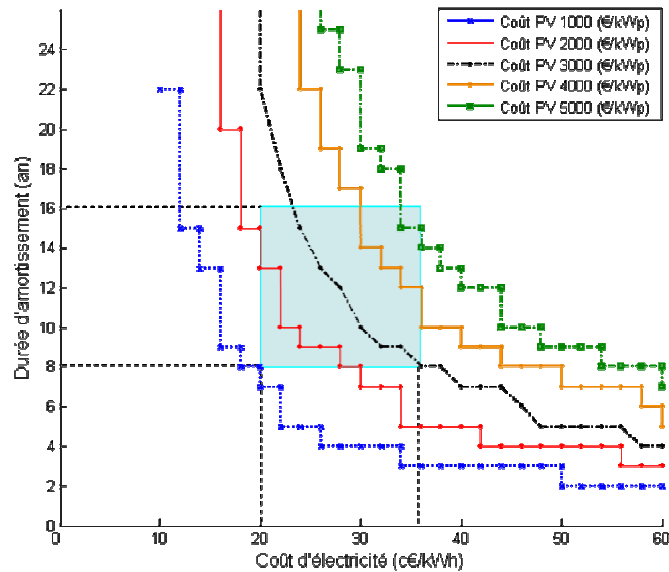


Figure 8 : Rentabilité du système de type MULTISOL

## 5. CONCLUSIONS

Une méthode d'optimisation pour le dimensionnement d'un système multi-sources et réalisant une gestion de l'énergie est proposée dans cet article. Cette méthode présente plusieurs avantages:

- l'obtention de la configuration optimale
- un dimensionnement qui dimensionne les constituants (PV, batterie) en intégrant une gestion optimisée
- la possibilité d'intégrer le pilotage optimisé des sources et des charges, et de proposer les meilleures stratégies de fonctionnement du système
- l'analyse de la faisabilité économique de la solution proposée en fonction de différents facteurs d'influence

Les résultats obtenus ont pu donner une projection sur le développement des systèmes à base d'énergie PV dans les années à venir. Il est montré que dans la situation actuelle, la politique d'incitation est nécessaire pour promouvoir l'énergies renouvelable solaire car l'investissement reste encore élevé et le prix d'électricité réglementé appliqué est bas. Cependant, avec l'évolution de la politique énergétique et la prévision du prix d'électricité du marché, la problématique devrait changer. Il y aurait alors intérêt pour les consommateurs résidentiels à investir et à produire l'électricité à base d'énergies renouvelables, de la consommer localement et d'adopter des processus de gestion d'énergie optimisé à l'intérieur du bâtiment. Avec les hypothèses sur l'évolution du marché de électricité et l'évolution des coût des technologies que nous avons anticipé jusqu'aux années 2020 - 2030, il est estimé le système de type MULTISOL peut devenir indépendamment des subventions publiques.

## 6. BIBLIOGRAPHIE

- ADEME, (2003), *Les Energies et Matières Premières Renouvelables en France - Situation et perspectives de développement dans le cadre de la lutte contre le changement climatique*, March, 26, 2003, part 2, disponible en ligne [www.debat-energie.gouv.fr/site/pdf/enr-2.pdf](http://www.debat-energie.gouv.fr/site/pdf/enr-2.pdf)
- ADEME, (2003), *Les Energies et Matières Premières Renouvelables en France - Situation et perspectives de développement dans le cadre de la lutte contre le changement climatique*, March, 26, 2003, part 2, disponible en ligne [www.debat-energie.gouv.fr/site/pdf/enr-2.pdf](http://www.debat-energie.gouv.fr/site/pdf/enr-2.pdf)
- E. Amundsen, F. Baldursson, J. Mortensen. (2006). *Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets. Environmental & Resource Economics*. Springer, vol. 35(4), pages 259-287, December 2006.
- S. Bacha, D.Chatroux. (2006). *Nouvelles technologies de l'énergie*. Hermes Science, Ch. 2 : Systèmes photovoltaïque couplés au réseau, p. 51.
- B. Burger, R. Rütthe. (2005). *Site-dependent system performance and optimal inverter sizing of grid-connected PV systems*. Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE 3 - 7 Jan. 2005, pp1675 - 1678.
- V. Dinica, Maarten J. Arentsen. (2003). *Green certificate trading in the Netherlands in the prospect of the European electricity market*. Energy Policy, Volume 31, Issue 7, June 2003, Pages 609-620
- D-L. Ha, (2007). *Un système avancé de gestion d'énergie dans le bâtiment pour coordonner production et consommation*. Thèse de Doctorat - Institut National Polytechnique de Grenoble (INP Grenoble) Grenoble, Septembre, 2007
- Fernández-Infantes, J. Contreras, J. L. Bernal-Agustín. (2006). *Design of grid connected PV systems considering electrical, economical and environmental aspects: A practical case*. Renewable Energy, Volume 31, Issue 13, October 2006, pp.2042-2062
- J.C. Hernández, P.G. Vidal, G. Almonacid. (2000). *Photovoltaic in grid-connected buildings: sizing and economic analysis*. Renewable Energy, Volume 15, Issues 1-4, September-December 1998, pp. 562-565
- J.A. Momoh. (2001). *Electric Power System Applications of Optimization*. Marcel Dekker, Inc. 2001.
- W. Lise, G. Kruseman. (2008). *Long-term price and environmental effects in a liberalised electricity market*. Energy Economics, Volume 30, Issue 2, March 2008, Pages 230-248
- D. Ocnasu, (2008). *Modélisation, Commande et Simulation Temps-Réel Hybride des Systèmes de Génération Non Conventionnels*. Thèse de Doctorat - Institut National Polytechnique de Grenoble (INP Grenoble) Grenoble, Septembre, 2008
- R.J. Spiegel, E.C. Kern, JR, D.L Greenberg. (1998). *Demonstration of the environmental and demand-side management benefits of grid-connected photovoltaic power systems*. Solar Energy. Vol.62, No.5, pp 345-358, 1998.
- F. Wurtz, S. Bacha, T.T.Ha. Pham, G. Foggia, D. Roye, G. Warkosek. (2007). *Optimal Energy Management in buildings: sizing, anticipative and reactive management*. Energy Management system Workshop – Torino 24 - 25 May 2007
- [Web\_CPLEX]. site de web de ILOG/CPLEX - <http://www.ilog.com/products/cplex/>
- [Web\_ S@tel-Light]. site de web de base de données S@tel-Light - The European Database of Daylight and Solar Radiation. <http://www.satel-light.com>
- [Web\_EdF]. Site de web de l'Electricité de France <http://www.edf.fr>