



Gestion prédictive d'un micro-réseau résidentiel

Aurélie Chabaud, Julien Eynard, Stéphane Grieu

► To cite this version:

Aurélie Chabaud, Julien Eynard, Stéphane Grieu. Gestion prédictive d'un micro-réseau résidentiel. 11e Conférence Internationale de Modélisation, Optimisation et Simulation – MOSIM'16 – “L'innovation technologique au service des systèmes: défis et opportunités”, ETS (École de technologie supérieure), Aug 2016, Montréal, Canada. hal-01386434

HAL Id: hal-01386434

<https://hal-univ-perp.archives-ouvertes.fr/hal-01386434>

Submitted on 4 Nov 2016

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.



GESTION PRÉDICTIVE D'UN MICRO-RÉSEAU RÉSIDENTIEL

Aurélié Chabaud, Julien Eynard et Stéphane Grieu

Laboratoire PROMES-CNRS (UPR 8521) / Université de Perpignan Via Domitia
Rambla de la thermodynamique, Tecnosud, 66100 Perpignan, France
aurelie.chabaud@promes.cnrs.fr, julien.eynard@promes.cnrs.fr, stephane.grieu@promes.cnrs.fr

RÉSUMÉ : dans cet article est présentée une stratégie de gestion prédictive destinée au pilotage des systèmes de production et de stockage d'énergie d'un micro-réseau résidentiel. Ainsi, un habitat d'une surface de 190 m², situé dans le sud de la France et qu'il est possible d'équiper de panneaux solaires photovoltaïques, d'une éolienne à axe vertical et de batteries, a été modélisé. Une tarification dynamique a également été considérée. Cette stratégie tient compte des états actuel et futur du réseau électrique ainsi que des interactions entre ce dernier et le micro-réseau. L'objectif est ici de favoriser l'auto-consommation d'énergie, tout en minimisant l'impact négatif de la production locale sur le réseau électrique. Les résultats obtenus en simulation démontrent notamment que le recours à un système de stockage électrique, piloté grâce à la stratégie proposée, permet d'optimiser l'interaction avec le réseau électrique. Enfin, l'auto-consommation est favorisée par le mix-énergétique considéré.

MOTS-CLÉS : micro-réseau résidentiel, mix-énergétique, production décentralisée d'énergie électrique, stockage de l'énergie électrique, stratégie de gestion prédictive.

1 INTRODUCTION

La production décentralisée d'énergie électrique est l'un des moyens permettant d'atteindre l'indépendance énergétique et de combattre le réchauffement climatique provoqué par les émissions de gaz à effet de serre, la raréfaction des ressources fossiles et la hausse de la demande en énergie. Les pannes de courant généralisées, principalement causées par des surcharges électriques, posent par ailleurs de sérieux problèmes de fiabilité. En outre, les pics de consommation obligent les producteurs d'énergie à surdimensionner leurs systèmes pour une durée d'utilisation annuelle généralement faible (Masters, 2013). Enfin, le marché de l'énergie se dérégularise et la production d'énergie tant à se décentraliser. C'est pourquoi il apparaît nécessaire de développer des outils pour améliorer la sécurité et assurer l'équilibre entre offre et demande. Rappelons que les réseaux électriques furent initialement conçus de façon radiale et unidirectionnelle pour transporter l'énergie des centrales électriques jusqu'aux consommateurs (Carrive, 1991). Cette configuration passive doit aujourd'hui évoluer et s'adapter à une pénétration des énergies renouvelables en augmentation. Cela nécessite une évolution importante de la planification et du pilotage du réseau électrique car cela affecte ses éléments constitutifs (Fang, 2012). Ces derniers doivent notamment faire face à des courts-circuits, des variations de la tension électrique, des effets électromagnétiques transitoires et des problèmes d'équilibre énergétique ou de qualité du courant distribué (Ruester et al., 2014). En conséquence, la pré-

diction des charges devient nécessaire car elle permet de mieux gérer le réseau afin de garantir sa stabilité. Cela inclut également des exigences en matière de gestion de la puissance réactive dynamique des ressources intermittentes (Alvarez-Héroult, 2009). Pour cela, les nouveaux équipements et architectures du réseau doivent s'appuyer sur des outils et des stratégies "intelligentes" permettant la gestion des systèmes de production d'énergie décentralisés, en prenant en compte l'état actuel et l'état futur du réseau, afin de minimiser l'impact négatif d'une injection de cette production. Un élément clé de l'efficacité et de la durabilité énergétique est le secteur du bâtiment, dont la consommation en énergie finale avoisinait en 2010 26 % de la consommation totale d'énergie des vingt-sept pays membres de l'Union Européenne (Bertoldi et al., 2012). Ainsi, des approches automatisées destinées aux bâtiments "intelligents", capables de piloter les charges et s'appuyant sur une tarification dynamique, pourraient favoriser la diminution des pics de consommation subis par le réseau électrique. Elles pourraient également contribuer à améliorer la fiabilité de la production et de la distribution de l'énergie, en particulier si la pénétration des sources intermittentes d'énergie renouvelable sur le réseau est élevée, et à réduire les coûts associés. Ainsi, un bâtiment équipé de systèmes de production et de stockage d'énergie décentralisés peut être vu comme un micro-réseau électrique. Celui-ci, à l'image du réseau électrique, mais à plus petite échelle, peut produire de l'énergie afin de couvrir tout ou partie de la demande locale en énergie par le biais de ses systèmes de production et de stockage. Dans ce con-

texte, le pilotage des charges ainsi que la maîtrise de la demande en énergie ont pour but d'optimiser le processus de fourniture de l'électricité en tirant avantage de la flexibilité des consommateurs. Pour répondre aux problématiques de gestion de l'énergie dans les micro-réseaux équipés de systèmes de production et de stockage de l'énergie, nous avons précédemment proposé une approche d'analyse et de gestion (Chabaud et al., 2015). Cependant, la variabilité de l'état du réseau, du prix de l'énergie, de la charge de l'habitat et de la disponibilité des ressources peut conduire à une faible, voire une mauvaise utilisation du système de stockage. Anticiper la demande en énergie, la production locale, la charge du réseau électrique et le prix de vente de l'énergie peut améliorer la prise de décision. En effet, grâce à la prédiction de ces grandeurs, il est possible, par exemple, de décider de stocker l'énergie, au lieu de la vendre immédiatement, pour en tirer, plus tard, un meilleur prix ou l'injecter à un moment plus favorable pour le réseau. Ainsi, l'article présente une nouvelle stratégie de gestion prédictive d'un micro-réseau résidentiel. La section 2 aborde la modélisation du micro-réseau résidentiel. La section 3 traite de la définition des critères d'évaluation des performances. La section 4 décrit en détails la stratégie de gestion prédictive, incluant les prédictions réalisées. Enfin, la dernière section de l'article présente le dimensionnement optimal des systèmes équipant le bâtiment et l'étude des résultats obtenus pour chaque configuration retenue.

2 MODÉLISATION DU MICRO-RÉSEAU

Cette section concerne la modélisation du micro-réseau résidentiel. Nous avons modélisé le comportement thermique d'un bâtiment ainsi que les systèmes de production et de stockage d'énergie qui sont susceptibles de l'équiper. Le micro-réseau est connecté au réseau électrique et interagit avec ce dernier.

2.1 Bâtiment considéré

Le bâtiment qui a été modélisé avec TRNSYS est un habitat de plain-pied d'une surface de 190 m^2 orientée au sud et habitée par quatre personnes (deux adultes et deux enfants). Cet habitat est équipée d'un système de CVC (Chauffage, Ventilation et Climatisation) dont la puissance maximale est 1 kW , ainsi que d'appareils électriques et électroniques gérés par des régulateurs locaux (modèle "type 56" de TRNSYS). L'habitat est également équipé d'un ballon pour la production d'eau chaude sanitaire. La température au sein des pièces est considérée comme homogène et les transferts thermiques observés dépendent du volume de ces pièces. Les gains thermiques résultant de l'apport solaire sont calculés pour chaque pièce en fonction des fenêtres et des caractéristiques thermiques des murs. Il est possible d'équiper le bâtiment de panneaux solaires photovoltaïques (sur le toit), d'une éolienne à axe ver-

tical ainsi que de batteries pour le stockage de l'énergie électrique.

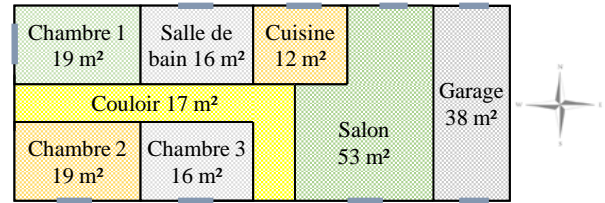


Figure 1 – Plan de l'habitat (les fenêtres sont représentées en bleu).

La Figure 1 présente le plan de l'habitat, composé d'un salon, d'une cuisine, de trois chambres, d'une salle de bain, d'un couloir et d'un garage. Le Tableau 1 liste tous les matériaux utilisés pour la construction, accompagnés de leurs caractéristiques thermiques. Les matériaux utilisés sont typiques d'une construction récente, en adéquation avec les standards qu'impose la réglementation thermique française RT2005. Ainsi, U est le coefficient de transfert thermique du matériau considéré, U_{RT2005} étant fixé par la RT2005.

2.2 Scénario d'occupation et régulation de température

En raison de leur impact sur la consommation d'énergie, les modes de vie des occupants et leurs habitudes ont été pris en compte par l'intermédiaire de scénarios d'occupation et de consignes de température intérieure. Le scénario proposé permet de définir une occupation propre à chaque pièce de l'habitat.

- Chambres 1, 2 et 3 : de 21h00 à 07h00 (en semaine) ; de 21h00 à 07h00 (le weekend).
- Couloir : de 06h00 à 08h30, de 12h00 à 14h00 et de 18h00 à 21h00 (en semaine) ; de 9h00 à 21h00 (le weekend).
- Cuisine : de 07h00 à 08h30, de 12h00 à 13h30 et de 19h00 à 20h30 (en semaine) ; de 07h00 à 08h30, de 12h00 à 13h30 et de 19h00 à 20h30 (le weekend).
- Salon : de 06h00 à 07h30, de 12h30 à 13h30 et de 19h30 à 21h30 (en semaine) ; de 9h00 à 14h00 et de 21h00 à 23h00 (le weekend).
- Salle de bain et garage : de 18h00 à 10h00 (en semaine) ; 24h/jour (le weekend).

Quelle que soit la pièce considérée, la consigne de température intérieure (T_{cons}) est définie lorsque l'habitat est occupé ou inoccupé, pour les deux modes de fonctionnement du système de CVC (chauffage et climatisation).

Élément	Matériau	Épaisseur (m)	U (W/m ² K)	U_{RT2005} (W/m ² K)
Mur extérieur	BA13	0,013	0,602	0,450
	Laine de roche	0,060		
	Parpaing	0,200		
	Enduit extérieur	0,020		
Mur intérieur	BA13	0,013	0,845	n/a
	Laine de verre	0,040		
	BA13	0,013		
Sol	Carrelage	0,022	0,415	0,400
	Mortier	0,050		
	Béton lourd	0,160		
	Polystyrène expansé	0,080		
Plafond	BA13	0,013	0,196	0,340
	Laine de verre	0,100		
	Lame d'air	0,500		
	Terre cuite	0,010		
Plafond du garage	BA13	0,013	2,370	0,340
	Terre cuite	0,200		
Fenêtre	Double vitrage	0,200	1,430	2,600

Tableau 1 – Caractéristiques des matériaux utilisés dans l’habitat (isolation type RT2005).

- Mode chauffage : $T_{cons} = 19^\circ\text{C}$ en période d’occupation et $T_{cons} = 16^\circ\text{C}$ lorsque l’habitat est inoccupé.
- Mode climatisation : $T_{cons} = 28^\circ\text{C}$ en période d’occupation et $T_{cons} = 30^\circ\text{C}$ lorsque l’habitat est inoccupé.

2.3 Pilotage de charges

Le pilotage de charges peut être défini comme “l’évolution du comportement du consommateur, par rapport à un usage habituel, en réponse aux variations du prix de l’électricité ou des incitations destinées à promouvoir la réduction des consommations en cas d’instabilité du réseau électrique” (Kathan et al., 2012). Ainsi, est pris en compte dans le scénario de comportement des occupants un décalage vers la période creuse du fonctionnement annuel des équipements électroménagers le permettant (le lave-linge, le sèche-linge et le lave-vaisselle) (Salvador et Grieu, 2012). Ce scénario est représentatif du comportement des occupants de l’habitat considéré comme cas d’étude. Ainsi, le planning d’utilisation de ces appareils est le suivant : pour le lave-linge, de 03h15 à 05h00, pour le sèche-linge, de 03h00 à 05h10, et pour le lave-vaisselle, de 03h00 à 05h15.

2.4 Production locale d’énergie électrique

La production d’énergie renouvelable a également été modélisée. Les panneaux solaires photovoltaïques sont décrits par le modèle “type 194” de TRNSYS. Ce modèle est fondé sur l’algorithme de DeSoto (DeSoto, 2004) et s’appuie sur les cinq paramètres (I_L , I_0 , R_s ,

R_{sh} , et a) du circuit équivalent proposé par Duffie et Beckman (Duffie et Beckman, 1991). Il est représentatif des performances décrites par le constructeur, en conditions standards (irradiation solaire : 1000 W/m², masse d’air optique : 1,5 et température : 25 °C). La relation courant-tension ($I-V$) est déterminée à partir de ces paramètres, en fonction de l’irradiation solaire et de la température des cellules du panneaux (1, 2) :

$$I = I_L - I_0 \cdot e^{\left(\frac{V+I \cdot R_s}{a}\right)} - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

$$a = \frac{N_s \cdot \eta_I \cdot k_B \cdot T_c}{q} \quad (2)$$

avec I_L le photo-courant, I_0 le courant inverse de saturation de la diode, R_s la résistance série, R_{sh} la résistance de shunt et a la modification du facteur d’idéalité. Ce dernier paramètre est fonction du nombre de cellules élémentaires en série au sein d’un module (N_s), du facteur d’idéalité (η_I), de la constante de Boltzmann (k_B), de la température des cellules photovoltaïques (T_c) et de la constante de charge d’un électron (q).

La turbine de l’éolienne est décrite par le modèle “type 90” de TRNSYS. Ce modèle est issu des travaux de Quinlan (Quinlan, 1996) et permet de calculer la puissance de sortie d’une turbine en fonction de la vitesse du vent et des caractéristiques du système de conversion mécanique de l’énergie. La puissance de sortie de la turbine de l’éolienne ($P_{éo}$) est déterminée à partir du coefficient de puissance de la turbine (C_{pt}), de la surface du rotor (A_r), de la densité de l’air (ρ_{air}) et de la vitesse du vent (U_0) (3) :

$$P_{éo} = C_{pt} \cdot \rho_{air} \cdot A_r \cdot U_0^3 \quad (3)$$

2.5 Batteries

e fonctionnement des batteries est décrit grâce au modèle de Bogdan et Salameh (Bogdan et Salameh, 1996). La charge et la décharge sont respectivement décrites par (4) et (5) (Ai et al., 2003). Ainsi, à l'instant t , indexé par k , tel que $t = k \cdot T_e$ avec T_e le temps d'échantillonnage (ici $T_e = 1$ minute), l'état des batteries susceptibles d'équiper le bâtiment est lié à leur état à l'instant précédent (i.e. $k - 1$) ainsi qu'à la production et à la consommation d'énergie électrique de l'habitat à l'instant k :

$$E_{bat}(k) = (1 - \tau) \cdot E_{bat}(k - 1) + \left(E_{EnR}^p(k) - \frac{E_{ch}(k)}{\eta_{ond}} \right) \cdot \eta_{bat} \quad (4)$$

$$E_{bat}(k) = (1 - \tau) \cdot E_{bat}(k - 1) + \left(\frac{E_{ch}(k)}{\eta_{ond}} - E_{EnR}^p(k) \right) \quad (5)$$

avec η_{ond} le rendement de l'onduleur, η_{bat} le rendement des batteries, E_{ch} l'énergie requise pour leur charge, E_{bat} l'énergie présente dans les batteries, E_{EnR}^p l'énergie renouvelable produite par les systèmes équipant le bâtiment, après prise en compte des pertes dues au contrôleur, et τ le taux horaire d'auto-décharge (égal à 10^{-4}). Le rendement est supposé constant et égal à 85 % en charge et à 100 % en décharge. L'énergie stockée dans les batteries est utilisée lorsque la production locale n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de l'habitat. Inversement, l'énergie est stockée lorsque la puissance fournie par les systèmes de production excède cette demande. Notons enfin que la quantité d'énergie présente dans les batteries doit rester comprise entre une valeur minimale E_{bat}^{min} et une valeur maximale E_{bat}^{max} (6) :

$$E_{bat}^{min} \leq E_{bat}(k) \leq E_{bat}^{max} \quad (6)$$

Ici, la capacité maximale des batteries, à savoir E_{bat}^{max} , est égale à leur capacité nominale. La valeur minimale, à savoir E_{bat}^{min} , est déterminée à partir de la profondeur de décharge (P_D). P_D définit la décharge maximale autorisée (7) :

$$E_{bat}^{min} = (1 - P_D) \times E_{bat}^{max} \quad (7)$$

Les fabricants de batteries recommandent, afin d'en optimiser la durée de vie, un taux de décharge compris entre 30 % et 50 % (Quinlan, 1996). Nous considérons ici un taux conservatif, à savoir égal à 50 %.

3 CRITÈRES DE PERFORMANCE

Cette section de l'article présente les critères de performance concernant l'utilisation de l'énergie renouvelable et l'interaction du micro-réseau avec le réseau électrique, définis comme outils d'évaluation.

3.1 Systèmes et objectifs

L'habitat considéré peut être équipé de systèmes de production (des panneaux solaires photovoltaïques et une éolienne à axe vertical) et de stockage (des batteries) d'énergie électrique. Le micro-réseau est connecté au réseau électrique. Les batteries doivent favoriser l'auto-consommation de l'énergie produite localement (en équilibrant mieux l'offre et la demande) et ainsi minimiser l'impact d'une injection de la production locale d'énergie sur le réseau électrique.

3.2 Critères énergétiques

Taux de couverture en énergie renouvelable.

$\%_{EnR}$ est le ratio entre l'énergie renouvelable produite et consommée *in situ* (EnR_c) et l'énergie totale consommée, c'est-à-dire la somme de EnR_c et de E_{EDF} , à savoir l'énergie soutirée au réseau électrique (8). Ce critère doit être maximisé afin de diminuer la dépendance de l'habitat au réseau électrique.

$$\%_{EnR} = 100 \times \frac{EnR_c}{EnR_c + E_{EDF}} \quad (8)$$

Taux d'auto-consommation. $\%_{ac}$ est le ratio entre l'énergie renouvelable consommée *in situ* (EnR_c) et l'énergie renouvelable produite (EnR_p) (9). Ce critère doit être maximisé afin de promouvoir l'auto-consommation d'énergie.

$$\%_{ac} = 100 \times \frac{EnR_c}{EnR_p} \quad (9)$$

Utilisation de l'énergie renouvelable. Afin de trouver un compromis raisonnable entre le taux de couverture en énergie renouvelable ($\%_{EnR}$) et l'auto-consommation d'énergie ($\%_{ac}$), et ainsi éviter une optimisation conduisant à des configurations non réalistes, à savoir des systèmes fortement surdimensionnés ou fortement sous-dimensionnés, ces deux critères antagonistes sont combinés au sein d'un critère unique (J_{EnR}) (10) :

$$J_{EnR} = \frac{\%_{EnR} \times \%_{ac}}{100} \quad (10)$$

3.3 Coût économique

Le critère de coût économique J_c (€) est défini sur la base d'une future tarification dynamique qui devrait entrer en vigueur en France dans les années à venir. Cette tarification dynamique, déjà utilisée sur le marché de l'énergie, consiste à ajuster dynamiquement le prix de l'énergie électrique avec un pas de temps court. Cette méthode de calcul reflète les variations du coût de la production d'énergie électrique ainsi que les variations journalières ou saisonnières de la charge du réseau. À partir de données issues du marché de l'énergie, un modèle polynomial du prix de l'énergie

$j \setminus i$	$i = 0$	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$	$i = 4$	$i = 5$
$j = 0$	$8,11 \times 10^1$	$-4,63 \times 10^0$	$9,14 \times 10^{-2}$	$1,22 \times 10^{-4}$	$-3,67 \times 10^{-7}$	$3,79 \times 10^{-9}$
$j = 1$	$-1,67 \times 10^1$	$9,06 \times 10^{-1}$	$-1,58 \times 10^{-2}$	$1,30 \times 10^{-4}$	$-4,04 \times 10^{-7}$	n/a
$j = 2$	$-1,11 \times 10^{-1}$	$-2,37 \times 10^{-3}$	$7,01 \times 10^{-5}$	$5,66 \times 10^{-8}$	n/a	n/a
$j = 3$	$1,01 \times 10^{-2}$	$-3,57 \times 10^{-4}$	$-1,82 \times 10^{-6}$	n/a	n/a	n/a
$j = 4$	$2,69 \times 10^{-4}$	$1,29 \times 10^{-5}$	n/a	n/a	n/a	n/a
$j = 5$	$-1,94 \times 10^{-5}$	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Tableau 2 – Coefficients du modèle du prix de l'énergie électrique.

électrique (P_{En}) a été identifié à partir de la charge du réseau (L_g) et de la température extérieure (T_{ext}). Ces deux grandeurs sont fortement corrélées avec le prix de l'énergie électrique (11, avec $i, j \in \llbracket 1; 5 \rrbracket$) :

$$P_{En}(k) = \sum_{i,j} (a_{ij} \cdot L_g^i(k) \cdot T_{ext}^j(k)) \quad (11)$$

L'erreur relative moyenne (ERM) est environ de 15 %. Le critère de coût économique J_c est ensuite calculé comme la différence entre le coût lié à l'achat de l'énergie électrique soutirée au réseau (E_{sout}) et le gain résultant de la revente de l'énergie injectée sur le réseau (E_{inj}) (12) :

$$J_c = \sum_k (E_{inj}(k) \cdot P_{En}(k) - E_{sout}(k) \cdot P_{En}(k)) \quad (12)$$

3.4 Impact du micro-réseau résidentiel sur le réseau électrique

La charge du réseau électrique (L_g) varie selon des cycles journaliers (plusieurs pics de consommation) et saisonniers (la demande est plus élevée l'hiver que l'été). Afin de définir l'état du réseau électrique, en prenant en compte ces variations journalières et saisonnières, une normalisation journalière de la charge du réseau (\tilde{L}_g) est tout d'abord effectuée. Un seuillage est ensuite réalisé afin que soit définie une limite au delà de laquelle injecter de l'énergie électrique sur le réseau n'est pas approprié. Un exemple est donné par la Figure 2, pour un seuil réseau fixé à 70 %. La différence entre ce seuil σ_d et la charge du réseau normalisée (ΔE_{σ_d}) permet de quantifier à quel point l'injection d'énergie électrique sur le réseau est favorable ou non. Cette différence est donc normalisée entre 0 et 1 quand la charge du réseau est supérieure au seuil, alors qu'elle est normalisée entre -1 et 0 quand la charge est inférieure à ce seuil.

Le critère traduisant l'impact sur le réseau de l'injection de la production locale d'énergie électrique I_{inj} est défini à partir de E_{inj} et de ΔE_{σ_d} (13) :

$$I_{inj} = \frac{1}{1000} \cdot \sum_k (E_{inj}(k) \cdot \Delta E_{\sigma_d}(k)) \quad (13)$$

Le critère traduisant l'impact sur le réseau du soutirage d'énergie électrique I_{sout} est défini à partir de

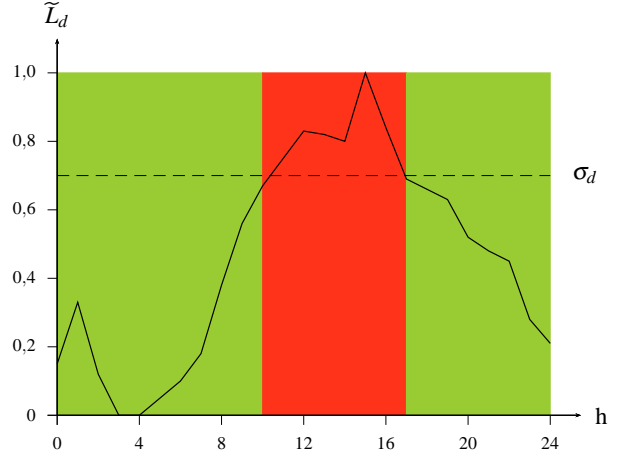


Figure 2 – Exemple de courbe journalière normalisée de la charge du réseau avec seuil réseau à 70 %.

E_{EDF} et de ΔE_{σ_d} (14) :

$$I_{sout} = -\frac{1}{1000} \cdot \sum_k (E_{EDF}(k) \cdot \Delta E_{\sigma_d}(k)) \quad (14)$$

Le critère d'impact global I_g est défini comme la somme de I_{inj} et de I_{sout} (15). Lorsque le critère est positif, de façon générale, l'énergie électrique est injectée sur le réseau quand la demande réseau est élevée, et qu'elle est soutirée au réseau lorsque la demande réseau est faible.

$$I_g = I_{inj} + I_{sout} \quad (15)$$

4 GESTION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DU MICRO-RÉSEAU

Nous avons précédemment proposé une stratégie de gestion des ressources énergétiques (qualifiée de "non-prédictive") destinée à un habitat qu'il est possible d'équiper de systèmes de production et de stockage d'énergie (un micro-réseau électrique), avec prise en compte de l'état du réseau (Chabaud et al., 2015). Dans cet article, nous proposons une version améliorée de l'algorithme de gestion, qui inclut un volet prédictif, afin de gérer le stockage de l'énergie en fonction de l'état futur du réseau. Prodan et Zio (Prodan et Zio,

2014) ont montré l'intérêt de formaliser le problème de gestion d'un micro-réseau éolien à partir d'une commande prédictive. Cependant, cette démarche nécessite une optimisation en temps réel. Nous proposons ici une stratégie de gestion prédictive sans optimisation, plus simple à mettre en œuvre.

4.1 Critère d'état du réseau électrique

Afin d'appliquer une stratégie de gestion prédictive et d'anticiper la disponibilité des ressources ainsi que des besoins énergétiques, il est nécessaire d'évaluer la capacité du système à auto-satisfaire ou non sa demande, plus particulièrement en période de pointe. Pour cela, un seuil réseau variable, permettant de caractériser les périodes de pointe et les périodes de creux sur l'horizon de prédiction, est défini. La variabilité du seuil réseau dépend des périodes intermédiaires, considérées soit comme des périodes de pointe, soit comme des périodes creuses. Par conséquent, le seuil dépendra de l'état du réseau à l'instant k et de son évolution à venir. Trois états pour le réseau ont ainsi été définis (période creuse, période intermédiaire et période de pointe) dépendant, pour chacun d'eux, d'un seuil réseau (respectivement, inférieur à 30 %, entre 30 % et 70 % et supérieur à 70 %). Ainsi, trois cas sont à considérer.

Cas 1. Réseau en période creuse. En période creuse, les périodes intermédiaires sont considérées comme des périodes de pointe. Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 30 %, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).

Cas 2. Réseau en période intermédiaire. Une période intermédiaire peut être suivie d'un creux ou d'un pic de consommation. Par conséquent, deux cas de figure sont à prendre en compte. Si elle est suivie d'un pic de consommation, la période intermédiaire est considérée comme une période creuse. Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 70 %, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)). Si cette période est suivie d'un creux, la période intermédiaire est considérée comme une période de pointe. Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 30 %, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).

Cas 3. Réseau en période de pointe. En période de pointe, les périodes intermédiaires sont considérées comme des périodes creuses. Ainsi, pour un seuil réseau supérieur (respectivement inférieur) à 70 %, le critère d'état du réseau $J_{rés}$ est égal à 1 (période de pointe) (respectivement égal à 0 (période creuse)).

4.2 Stratégie de gestion prédictive

La stratégie de gestion prédictive se décompose comme suit, selon l'écart observé à l'instant k (noté $\Delta(k)$) entre la production locale E_{EnR}^p et la consommation de l'habitat L_{hab} .

Surproduction d'énergie (Figure 3). Lorsque la production locale est supérieure à la consommation instantanée, les besoins énergétiques de l'habitat sont satisfaits et, par conséquent, la quantité d'énergie soutirée au réseau électrique est nulle. La gestion du surplus d'énergie dépend de l'état du réseau et de la capacité du système à satisfaire sa demande lors du futur pic de consommation. Si le réseau est en période de pointe et si le système peut satisfaire sa demande à venir en période de pointe ($\{E_{EDF_p}(k); \dots; E_{EDF_p}(k+h)\} = 0$), le surplus d'énergie est injecté sur le réseau. Sinon, si la batterie n'est pas déjà totalement chargée, ce surplus est en partie, voire en totalité, stocké.

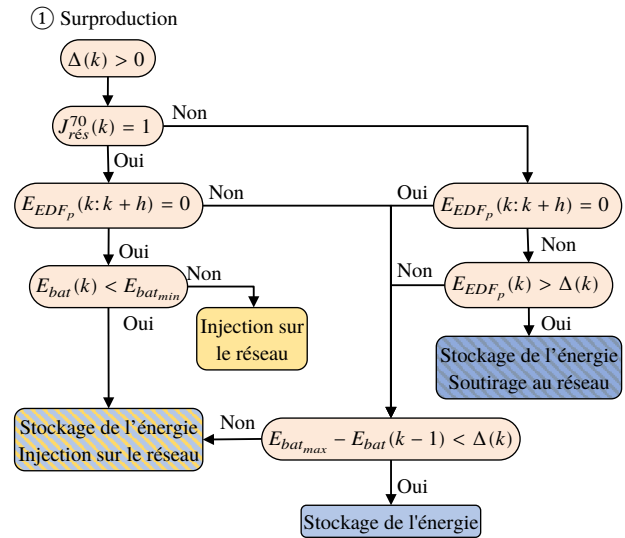


Figure 3 – Stratégie de gestion prédictive. Surproduction d'énergie électrique.

Équilibre entre production locale et consommation instantanée de l'habitat (Figure 4).

Ici, toute l'énergie produite est auto-consommée. Mais, contrairement à la stratégie non-prédictive (Chabaud et al., 2015) pour laquelle aucune interaction avec le réseau électrique et la batterie n'était nécessaire, on pourra soutirer de l'énergie au réseau pour charger la batterie, seulement si ce dernier n'est pas soumis à une forte demande (période creuse ou intermédiaire), afin de répondre à un futur pic de consommation que le système n'aurait pu satisfaire sans cette anticipation.

Sous-production d'énergie (Figure 5). La consommation instantanée de l'habitat est supérieure à la production locale. De ce fait, l'énergie produite est entièrement auto-consommée. Mais contrairement

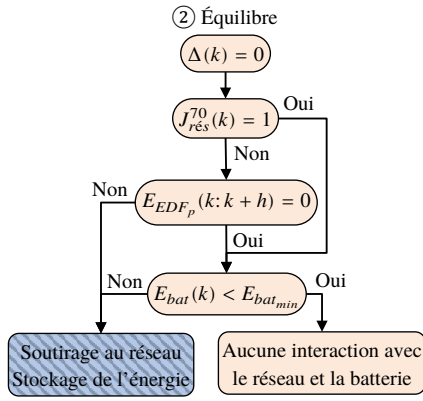


Figure 4 – Stratégie de gestion prédictive. Équilibre entre production locale et consommation instantanée d'énergie électrique.

à la stratégie non-prédictive (Chabaud et al., 2015), pour laquelle le déstockage de l'énergie est favorisé, il est ici tenu compte de l'état du réseau électrique et la capacité de l'habitat à auto-satisfaire sa demande lors du prochain pic de consommation observé sur le réseau est anticipée. Ainsi, si le réseau est en période de pointe, le déstockage de l'énergie est favorisé. En revanche, hors période de pointe, le déstockage est priorisé, seulement si l'habitat a la capacité de satisfaire sa demande lors du prochain pic de consommation ($\{E_{EDF_p}(k); \dots; E_{EDF_p}(k+h)\} = 0$). Sinon, on préférera soutirer de l'énergie au réseau électrique afin de déstocker, lors d'un pic à venir, l'énergie présente dans la batterie.

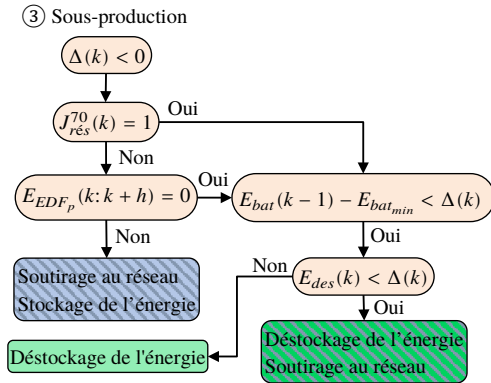


Figure 5 – Stratégie de gestion prédictive. Sous-production d'énergie électrique.

4.3 Détermination de l'horizon de prédiction

Afin d'appliquer notre stratégie de gestion prédictive et d'anticiper la disponibilité des ressources ainsi que des besoins énergétiques, il est nécessaire de déterminer un horizon de prédiction. Cet horizon est glissant et variable, dépendant de l'état du réseau à l'instant k et de son évolution à venir. Rappelons que trois états pour le réseau sont ici considérés (période creuse, période intermédiaire et période de pointe) dépendant chacun d'un seuil réseau (respectivement, inférieur à

30 %, entre 30 % et 70 %, et supérieur à 70 %). Ainsi, plusieurs cas sont à considérer, selon l'état du réseau à l'instant k et son évolution.

Cas 1. Réseau en période creuse. En période creuse, les périodes intermédiaires sont considérées comme des périodes de pointe. Ainsi, l'horizon de prédiction (h), prenant en compte les périodes de pointe à venir, est défini comme la somme de la durée de la période creuse (D_{HP}) considérée, de la durée de la période intermédiaire qui suit (D_I) et de la durée du pic à venir (D_P) (16) :

$$h = D_{HP} + D_I + D_P \quad (16)$$

Cas 2. Réseau en période intermédiaire. Une période intermédiaire peut être suivie d'un creux ou d'un pic de consommation. Par conséquent, deux cas sont à prendre en compte. Si elle est suivie d'un pic, la période intermédiaire est considérée comme une période creuse. L'horizon de prédiction est alors défini comme la somme des durées de la période intermédiaire et de la période de pointe qui lui fait suite (17) :

$$h = D_I + D_P \quad (17)$$

Si cette période est par contre suivie d'un creux de consommation, la période intermédiaire est considérée comme une période de pointe. Ainsi, l'horizon de prédiction est défini par la durée de la période intermédiaire (18) :

$$h = D_I \quad (18)$$

Cas 3. Réseau en période de pointe. En période de pointe, une période intermédiaire est considérée comme une période creuse. L'horizon de prédiction prend en considération cette période et l'éventualité d'un deuxième pic proche. Il est ainsi défini par la durée du pic considéré, s'il n'y a pas d'autre pic à venir (19), ou par la somme des durées du pic considéré, de la période intermédiaire qui suit et du deuxième pic (D_{P_p}), si un deuxième pic est à venir (20) :

$$h = D_P \quad (19)$$

$$h = D_P + D_I + D_{P_p} \quad (20)$$

4.4 Prédiction des données

Afin d'appliquer la stratégie de gestion prédictive, la disponibilité de la ressource ainsi que les besoins énergétiques doivent être définis sur un horizon de temps. Pour cela, il est nécessaire de prédire la production locale, la charge de l'habitat, la charge du réseau électrique et l'état de la batterie. La courbe de charge présente une périodicité journalière et une amplitude qui varie en fonction de la température extérieure. Ainsi, la prédiction de la charge de l'habitat $L_{hab}^{(j+1)}(k+i)$ peut être réalisée à partir de la charge

du jour précédent $L_{hab}^j(k+i)$ (21), corrigée par l'écart de température extérieure observé à k entre les jours j et $j+1$ (22) :

$$L_{hab}^{j+1}(k+i) = L_{hab}^j(k+i) + 0,1 \cdot \Delta T_{ext}(k) \quad (21)$$

$$\Delta T_{ext}(k) = T_{ext}^{j+1}(k) - T_{ext}^j(k) \quad (22)$$

L'erreur relative moyenne observée sur un an avoisine 4%. De la même manière, la courbe de charge du réseau électrique présente une périodicité journalière et une variation d'amplitude dépendant de la température. Ainsi, la prédiction de la charge du réseau électrique $L_g^{j+1}(k+i)$ peut être réalisée à partir de la charge du jour précédent $L_g^j(k+i)$ (23), corrigée par l'écart de température extérieure observé à k entre les jours j et $j+1$:

$$L_g^{j+1}(k+i) = L_g^j(k+i) + 0,001 \cdot \Delta T_{ext}(k) \quad (23)$$

L'erreur relative moyenne observée est environ de 10%. Des modèles de prédiction pour la production d'énergie renouvelable (production PV et production éolienne) ont également été développés, de façon identique. $E_{PV}^{j+1}(k+i)$ (24) est corrigé par l'écart d'irradiation solaire observé à k entre les jours j et $j+1$ (25) :

$$E_{PV}^{j+1}(k+i) = E_{PV}^j(k+i) + 0,001 \cdot \Delta I_r(k) \quad (24)$$

$$\Delta I_r(k) = I_r^{j+1}(k) - I_r^j(k) \quad (25)$$

$E_{eo}^{j+1}(k+i)$ (26) est corrigé par l'écart de vitesse du vent entre les jours j et $j+1$ (27) :

$$E_{eo}^{j+1}(k+i) = E_{eo}^j(k+i) + 1,1 \cdot \Delta U_0(k) \quad (26)$$

$$\Delta U_0(k) = U_0^{j+1}(k) - U_0^j(k) \quad (27)$$

L'erreur relative moyenne observée avoisine 5% pour $E_{PV}^{j+1}(k+i)$ et 8% pour $E_{eo}^{j+1}(k+i)$.

5 DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES

5.1 Problème d'optimisation

La stratégie de gestion prédictive présentée dans cet article a été appliquée au micro-réseau électrique considéré. Une étude paramétrique a été menée afin d'optimiser la puissance installée des panneaux photovoltaïques (dépendant de la surface disponible sur le toit du bâtiment et de son orientation, conduisant à une puissance maximale de 8 kW_c) et de l'éolienne à axe vertical (puissance maximale de 20 kW_c) ainsi que la capacité des batteries (dépendant du volume disponible, au maximum 2 m³, conduisant à une capacité de 200 kWh). Le processus d'optimisation a pour finalité de maximiser une fonction objectif, selon le seuil réseau défini. Nous avons choisi de maximiser

le critère J_{EnR} qui est un compromis intéressant entre le taux de couverture en énergie renouvelable et l'auto-consommation d'énergie. Nous présentons ici les configurations les plus remarquables, en particulier présentant des impacts limités sur le réseau électrique. Ainsi, le problème d'optimisation est formulé de telle sorte que P_{pv} , P_{eo} et E_{bat}^{max} maximisent J_{EnR} , en respectant les contraintes imposées par le modèle de l'habitat, les modèles des systèmes de production, le modèle des batteries, le modèle du prix de l'énergie, les ressources énergétiques disponibles et la consommation énergétique de l'habitat (28) :

$$J_{EnR}^* = \max_{P_{pv}, P_{eo}, E_{bat}^{max}} (J_{EnR}) \quad (28)$$

5.2 Analyse des résultats

Les Tableaux 3 et 4 présentent les configurations remarquables obtenues. Les résultats sont donnés pour un seuil réseau $\sigma_d = 70\%$ (dans ce cas, le réseau électrique est demandeur uniquement en période de pointe, lors des pics de consommation) et une simulation d'une année. Dans le Tableau 3 sont précisés EnR_c , E_{inj} , E_{EDF} et E_{sto} . $\%EnR$, $\%ac$, J_{EnR} et J_c sont présentés dans le Tableau 4 alors que I_{inj} , I_{sout} et I_g sont présentés dans le Tableau 5. Les trois premières configurations, avec panneaux solaires photovoltaïques, sont définies comme suit : (i) sans stockage, (ii) avec stockage et stratégie de gestion non-prédictive et (iii) avec stockage et stratégie de gestion prédictive. Les trois configurations suivantes, avec panneaux solaires photovoltaïques et éolienne à axe vertical, sont définies de façon identique : (i) sans stockage, (ii) avec stockage et stratégie de gestion non-prédictive et (iii) avec stockage et stratégie de gestion prédictive. Les résultats sont donnés pour un dimensionnement optimal obtenu avec la stratégie prédictive et appliqué par la suite aux deux autres stratégies de gestion afin de comparer les résultats. En examinant les trois premières configurations, nous pouvons remarquer que le dimensionnement des panneaux photovoltaïques conduit à la puissance crête maximale (8 kW_c). Le dimensionnement des batteries aboutit à une valeur assez élevée pour E_{bat}^{max} : 140 kWh. On peut voir dans le Tableau 3 que l'ajout du système de stockage permet, quelle que soit la stratégie, d'augmenter d'environ 45% la consommation d'énergie renouvelable, de diminuer d'environ 45% l'énergie injectée sur le réseau électrique et de diminuer d'environ 11% l'énergie soutirée au réseau électrique. La différence entre les stratégies réside principalement dans l'utilisation du système de stockage qui est bien plus sollicité avec la stratégie prédictive qu'avec la stratégie non-prédictive (environ 590% de plus). En poursuivant l'analyse, on peut remarquer dans le Tableau 4 que le système de stockage, indépendamment de la stratégie utilisée, augmente de 45% l'autoconsommation et le taux de couverture en énergie renouvelable, permettant une amélioration de près de 112% du critère d'utilisation de l'énergie

Stratégie	P_{pv} (kW _c)	$P_{éo}$ (kW _c)	E_{bat}^{max} (kWh)	EnR_c (kWh)	E_{inj} (kWh)	E_{EDF} (kWh)	E_{sto} (kWh)
Non-prédictive	8	n/a	n/a	5440	6393	21 645	n/a
Non-prédictive ($\sigma_d = 70\%$)	8	n/a	140	7878	3522	19 203	2445
Prédictive	8	n/a	140	7900	3500	19 185	16 873
Non-prédictive	8	10	n/a	11 305	13 707	15 779	n/a
Non-prédictive ($\sigma_d = 70\%$)	8	10	200	15 727	8501	11 361	4427
Prédictive	8	10	200	15 728	8504	11 367	13 272

Tableau 3 – Configurations remarquables ($\sigma_d = 70\%$) (1/3).

Stratégie	P_{pv} (kW _c)	$P_{éo}$ (kW _c)	E_{bat}^{max} (kWh)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR}$ (%)	J_{EnR} (%)	J_c (€)
Non-prédictive	8	n/a	n/a	46,0	20,1	9,2	-879
Non-prédictive ($\sigma_d = 70\%$)	8	n/a	140	66,6	29,1	19,4	-905
Prédictive	8	n/a	140	66,8	29,2	19,5	-904
Non-prédictive	8	10	n/a	45,2	41,7	18,9	-119
Non-prédictive ($\sigma_d = 70\%$)	8	10	200	62,9	58,1	36,5	-165
Prédictive	8	10	200	62,9	58,1	36,5	-165

Tableau 4 – Configurations remarquables ($\sigma_d = 70\%$) (2/3).

Stratégie	P_{pv} (kW _c)	$P_{éo}$ (kW _c)	E_{bat}^{max} (kWh)	I_{inj} (-)	I_{sout} (-)	I_g (-)
Non-prédictive	8	n/a	n/a	3675	-2682	993
Non-prédictive ($\sigma_d = 70\%$)	8	n/a	140	1404	5214	6617
Prédictive	8	n/a	140	1402	11 314	12 715
Non-prédictive	8	10	n/a	-33	3897	3864
Non-prédictive ($\sigma_d = 70\%$)	8	10	200	1453	2694	4147
Prédictive	8	10	200	1434	6495	7929

Tableau 5 – Configurations remarquables ($\sigma_d = 70\%$) (3/3).

renouvelable. L'influence sur le coût économique reste très limitée, avec un surcoût de 3 %, soit 25 € par an. Les résultats les plus intéressants sont regroupés dans le Tableau 5, permettant de distinguer les stratégies de gestion. En effet, une injection importante sur le réseau, lorsque l'habitat n'est pas équipé d'un système de stockage, conduit à un très bon impact en injection. Cependant, le soutirage important induit en retour un impact très négatif, ce qui donne à cette configuration un impact global certes positif mais qui reste faible. On peut en conclure que l'interaction entre l'habitat et le réseau électrique, en l'absence de système de stockage, a lieu régulièrement à des moments défavorables (pour le réseau). Avec le système de stockage et en considérant la stratégie prédictive, l'impact en injection diminue de 62 % car la quantité d'énergie injectée est bien moindre. Cependant, l'impact en soutirage est bon et positif car l'énergie, en plus grande quantité, a été soutirée à des moments propices (pour le réseau). Ceci induit au final un impact global amélioré de 566 %. Avec la stratégie prédictive, l'impact en injection est identique à celui observé avec la stratégie non-prédictive mais l'impact en soutirage est grande-

ment amélioré (117 %), conduisant donc à une amélioration globale de 92 %. Ceci est la conséquence d'une meilleure utilisation du système de stockage alors que les quantités d'énergie échangées sont quasiment identiques. L'ajout d'une éolienne conduit à une analyse très similaire des trois configurations, les mêmes tendances sont observées, l'utilisation d'un système de stockage améliorant les critères énergétiques et le recours à la stratégie prédictive améliorant l'interaction avec le réseau électrique. Il apparaît que le dimensionnement optimal des panneaux solaires conduit à nouveau à une puissance crête maximale (8 kW_c) alors que l'éolienne atteint 10 kW_c, pour un système de stockage de 200 kWh. En conséquence, les quantités d'énergie produites localement sont plus importantes, ce qui favorise l'autoconsommation et conduit à un meilleur taux de couverture en énergie renouvelable. Le coût économique baisse très nettement, d'un facteur 5 à 6. Pour ce qui est de l'interaction avec le réseau électrique, l'éolienne diminue légèrement I_g , en cas de stockage de l'énergie. Ceci est la conséquence d'une quantité d'énergie soutirée au réseau plus faible, en raison d'une autoconsommation plus importante.

6 CONCLUSION

Cet article présente une stratégie de gestion prédictive des ressources énergétiques d'un micro-réseau résidentiel, à savoir un habitat qu'il est possible d'équiper de systèmes de production et de stockage d'énergie (des panneaux solaires photovoltaïques, une éolienne à axe vertical et des batteries). Cette stratégie tient compte des états actuel et futur du réseau électrique ainsi que des interactions entre ce dernier et le micro-réseau. L'objectif est ici de favoriser l'auto-consommation d'énergie, tout en minimisant l'impact négatif de la production locale sur le réseau électrique. Des critères énergétiques et économiques ont été proposés afin d'évaluer cette stratégie en simulation. Elle a été appliquée à un cas d'étude, une maison de plain-pied de 190 m² située à Perpignan et occupée par quatre personnes. Nous avons utilisé le logiciel TRNSYS pour modéliser le comportement thermique du bâtiment. Ensuite, une étude paramétrique a été menée afin de dimensionner de façon optimale les systèmes de production et de stockage d'énergie. Plusieurs configurations remarquables ont été retenues. Nous avons montré en simulation qu'équiper le bâtiment de batteries (nécessaires pour pallier l'intermittence de la production locale) permet une meilleure gestion de l'énergie produite et consommée localement. Cela améliore par ailleurs l'interaction entre le micro-réseau et le réseau électrique, sans dégrader le coût économique. Comparativement à la stratégie non-prédictive (Chabaud et al., 2015), la stratégie prédictive sollicite bien plus le système de stockage, permettant d'améliorer de façon très importante l'impact global du micro-réseau sur le réseau électrique. De plus, la combinaison de panneaux solaires photovoltaïques et d'une éolienne à axe vertical constitue un mix-énergétique intéressant, la production solaire étant complétée efficacement par la production éolienne, améliorant ainsi l'utilisation de la production locale, tout en réduisant les coûts. Par la suite, l'approche sera étendue à des groupes de bâtiments mutualisant leurs systèmes de production et de stockage d'énergie.

RÉFÉRENCES

- Ai, B., Yang, H., Shen, H. et Liao, X. 2003. Computer-aided design of PV/wind hybrid system. *Renewable Energy*, 28(10), p. 1491-1512.
- Alvarez-Hérault, M. C. 2009. Architecture des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée. Thèse de doctorat. Grenoble INP, France.
- Bertoldi, P., B. Hirl, et N. Labanca, 2012. Energy efficiency status report 2012, Electricity consumption and efficiency trends in the EU-27. Rapport technique. Joint Research Center, Institute for Energy et Transport.
- Bogdan, S. B. et Salameh, Z. M. 1996. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 11(2), p. 367-375.
- Carrive, P. 1991. Réseaux de distribution - Structure et planification. Techniques de l'Ingénieur, D4210.
- Chabaud, A., J. Eynard, et S. Grieu, 2015. A new approach to energy resources management in a grid-connected building equipped with energy production and storage systems: A case study in the south of France. *Energy and Buildings*, 99, p. 9-31.
- DeSoto, W. 2004. Improvement and validation of a model of photovoltaic array performance. Thèse de doctorat. Wisconsin-Madison University, USA.
- Duffie, J. A. et W. A. Beckman, 1991. Solar engineering of thermal processes, Second edition. John Wiley & Sons.
- Fang, X., S. Misra, G. Xue, et D. Yang, 2012. Smart grid - The new and improved power grid : A survey. *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, 14(4), p. 944-980.
- Kathan, D., R. Aldina, M. P. Lee, L. Medearis, P. Sporborg, M. Tita, D. Wight, et A. Wilkerson, 2012. Assessment of demand response and advanced metering. Rapport technique. Federal Energy Regulatory Commission, USA.
- Masters, G. M. 2013. Renewable and Efficient Electric Power Systems, 2nd Edition. John Wiley & Sons.
- Prodan, I. et E. Zio, 2014. A model predictive control framework for reliable microgrid energy management. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 61, p. 399-409.
- Quinlan, P. J. A. 1996. Time series modeling of hybrid wind photovoltaic diesel power systems. Thèse de doctorat. Wisconsin-Madison University, USA.
- Ruester, S., S. Schwenen, C. Battle, et I. Pérez-Arriaga, 2014. From distribution networks to smart distribution systems : Rethinking the regulation of European electricity DSOs. *Utilities Policy*, 31, p. 229-237.
- Salvador, M. et S. Grieu, 2012. Methodology for the design of energy production and storage systems in buildings: Minimization of the energy impact on the electricity grid. *Energy and Buildings*, 47, p. 659-673.