



HAL
open science

Impact de la disponibilité de la ressource énergétique sur la gestion d'un micro-réseau résidentiel

Aurélie Chabaud, Julien Eynard, Stéphane Grieu

► **To cite this version:**

Aurélie Chabaud, Julien Eynard, Stéphane Grieu. Impact de la disponibilité de la ressource énergétique sur la gestion 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-01386425

HAL Id: hal-01386425

<https://univ-perp.hal.science/hal-01386425>

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.



Distributed under a Creative Commons Attribution - NonCommercial - NoDerivatives 4.0
International License

IMPACT DE LA DISPONIBILITÉ DE LA RESSOURCE ÉNERGÉTIQUE SUR LA GESTION D'UN MICRO-RÉSEAU RÉSIDENTIEL

Aurélie Chabaud, Julien Eynard et Stéphane Griefu

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.griefu@promes.cnrs.fr

RÉSUMÉ : *dans cet article, l'impact de la disponibilité de la ressource énergétique (solaire/éolienne) sur le dimensionnement et la gestion des systèmes de production et de stockage équipant un micro-réseau électrique est évalué en simulation. Ainsi, un habitat de plain-pied d'une surface de 190 m², qu'il est possible d'équiper de panneaux solaires photovoltaïques, d'une éolienne à axe vertical et de batteries pour le stockage de l'énergie électrique, a été modélisé. Différentes localisations possibles ont été considérées : une région ventée et/ou et une région qui n'est ni ventée ni ensoleillée. Différents scénarios de comportement, différents niveaux d'isolation thermique et une tarification dynamique du prix de l'électricité ont également été considérés. Une stratégie de gestion multi-critère a été mise en œuvre pour gérer les ressources énergétiques du micro-réseau. Les résultats obtenus en simulation démontrent, d'une part, qu'il est possible de minimiser l'impact de ce micro-réseau sur le réseau électrique et, d'autre part, la pertinence du mix énergétique considéré.*

MOTS-CLÉS : *micro-réseau résidentiel, mix-énergétique, production décentralisée d'énergie électrique, stockage de l'énergie électrique, disponibilité et gestion de la ressource.*

1 INTRODUCTION

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 sont des préoccupations grandissantes. De plus, les pannes de courant généralisées, principalement causées par des surcharges électriques, posent 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. Développer la production décentralisée d'énergie électrique est par ailleurs l'une des voies favorisant l'indépendance énergétique. 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 prédiction 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 contexte, 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). Celle-ci est fondée sur le juste dimensionnement des systèmes susmentionnés et tient compte de l'état du réseau électrique afin de minimiser l'impact du micro-réseau sur ce dernier. Nous avons proposé des critères d'évaluation et analysé les performances de la stratégie proposée. Les résultats ont mis en lumière des configurations promouvant l'auto-consommation et optimisant les processus d'injection et de soutirage. Ainsi, un meilleur équilibre a pu être trouvé entre l'offre (la production) et la demande en énergie électrique. Ces dernières sont toutefois clairement impactées par différents facteurs socioculturels (les habitudes de consommation des occupants), géographiques (la localisation et l'orientation du bâtiment, le climat, la disponibilité de la ressource énergétique, en particulier solaire et éolienne...) et physiques (le type de bâtiment, son niveau d'isolation thermique, les systèmes de production d'eau chaude sanitaire, de CVC, de production et de stockage de l'énergie électrique qui l'équipent...). L'objectif du travail présenté est d'évaluer en simulation l'impact de la disponibilité de la ressource énergétique sur la gestion d'un micro-réseau résidentiel. Ainsi, la section 2 traite de la modélisation du micro-réseau résidentiel que l'on pourra localiser dans différentes régions (une région ventée et/ou ensoleillée et une région qui n'est ni ventée ni ensoleillée) et équiper de systèmes de production et de stockage. La stratégie de gestion du micro-réseau est présentée à la section 3, tout comme les localisations possibles et les critères d'évaluation des performances proposées. Enfin, la dernière section présente le dimensionnement optimal des systèmes susmentionnés et l'étude des résultats obtenus pour chacune des situations géographiques considérées.

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

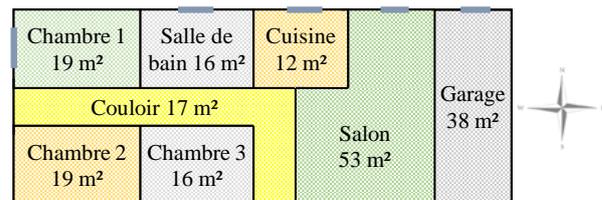


Figure 1 – Plan de l'habitat (les fenêtres sont représentées en bleu).

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).

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).

- 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.

- 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

Le 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. Différentes localisations sont possibles afin d'évaluer l'impact de la disponibilité de la ressource sur le dimensionnement et la gestion des systèmes. Pour cela, nous avons analysé la ressource solaire (Figure 2) et la ressource éolienne (Figure 3) sur le territoire français. Nous avons finalement choisi les quatre villes suivantes : Cherbourg, Nice, Perpignan et Strasbourg (Tableau 2). Perpignan est une ville très ensoleillée et très ventée. La ville de Strasbourg est située dans une région peu ensoleillée et peu ventée. Nice est bien ensoleillée mais peu ventée alors que Cherbourg est une ville très ventée mais peu ensoleillée.

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.

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

Ressource d'énergie	Cherbourg	Nice	Perpignan	Strasbourg
Ensoleillement annuel (heures/an)	1538	2708	2466	1672
Irradiation solaire (kWh/m ² an)	1220 – 1350	> 1760	1620 – 1760	< 1220
Production solaire (kWh/kW _{p(install)} an)	900 – 1000	1200 – 1300	1150 – 1200	800 – 900
Nombre de jours avec un vent fort (> 65 km/h)	82	40	127	15
Vitesse moyenne du vent (km/h)	23,4 – 27	< 16,2	> 27	< 16,2

Tableau 2 – Ressources énergétiques à Cherbourg, Nice, Perpignan et Strasbourg.

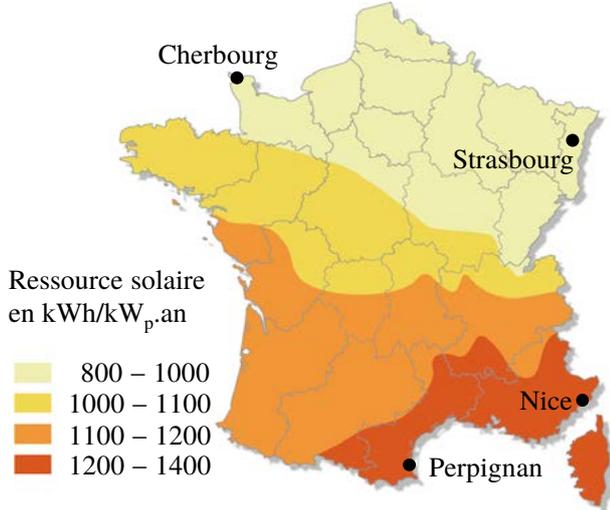


Figure 2 – La ressources solaire en France.

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

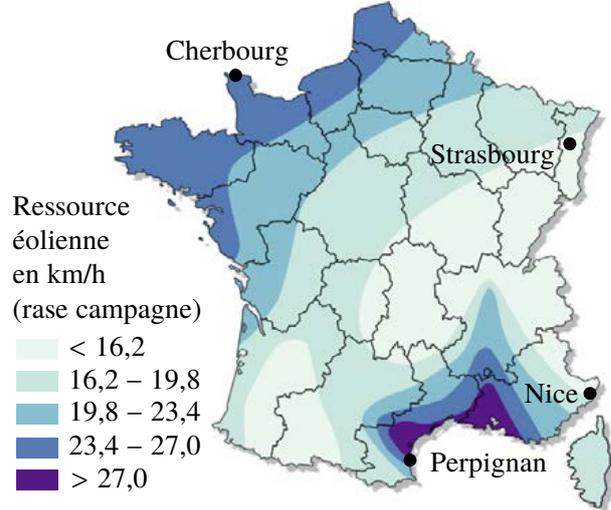


Figure 3 – La ressources éolienne en France.

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 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

$j \setminus i$	$i = 0$	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$	$i = 4$	$i = 5$
$j = 0$	$8,11 \times 10^1$	$-4,63 \times 10^0$	$9,14 \times 10^{-2}$	$1,22 \times 10^{-4}$	$-3,67 \times 10^{-7}$	$3,79 \times 10^{-9}$
$j = 1$	$-1,67 \times 10^1$	$9,06 \times 10^{-1}$	$-1,58 \times 10^{-2}$	$1,30 \times 10^{-4}$	$-4,04 \times 10^{-7}$	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 3 – Coefficients du modèle du prix de l'énergie électrique.

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.

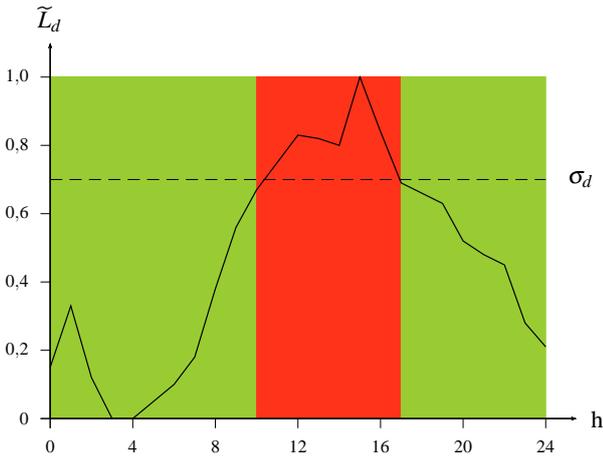


Figure 4 – Exemple de courbe journalière normalisée de la charge du réseau avec seuil réseau à 70%.

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 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 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). La stratégie 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 5). La production locale est plus élevée que la consommation instantanée de l'habitat. Par conséquent, la totalité de ses besoins énergétiques sont satisfaits et soutirer de l'énergie au réseau n'est pas nécessaire. Le devenir du surplus d'énergie dépend alors de l'état du réseau électrique. Si la demande est élevée (en période de pointe), ce surplus est injecté sur le réseau. Dans le cas contraire, il est stocké dans les batteries.

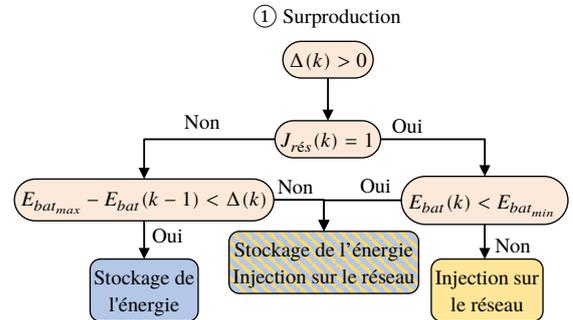


Figure 5 – Surproduction d'énergie électrique.

Équilibre entre production locale et consommation instantanée de l'habitat (Figure 6). La totalité de l'énergie produite localement est consommée, sans aucune interaction entre l'habitat, les batteries qui l'équipent et le réseau électrique.

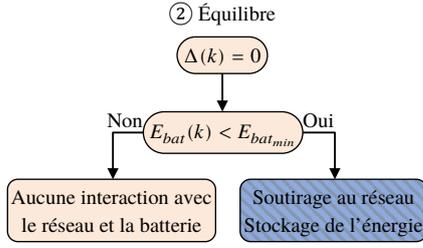


Figure 6 – Équilibre entre production locale et consommation instantanée d'énergie électrique.

Sous-production d'énergie (Figure 7). Dans ce cas, la consommation instantanée de l'habitat est plus élevée que la production locale. En conséquence, l'énergie renouvelable produite est entièrement consommée et le destockage de l'énergie contenue dans les batteries est priorisé. Si nécessaire, la quantité d'énergie manquante est fournie par le réseau électrique.

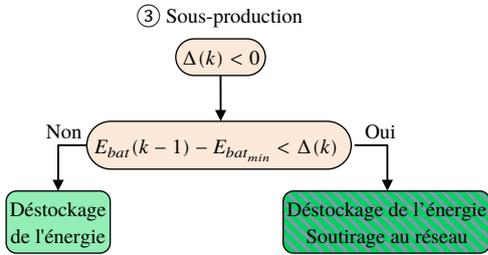


Figure 7 – Sous-production d'énergie électrique.

5 DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES

5.1 Problème d'optimisation

La stratégie de gestion présentée dans cet article a été appliquée au micro-réseau électrique considéré, pour les quatre lieux géographiques considérées. Rappelons que l'objectif est ici d'évaluer l'impact de la disponibilité de la ressource (solaire/éolienne) sur le dimensionnement et la gestion des systèmes de production et de stockage susceptibles d'équiper l'habitat. 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} , $P_{éo}$ 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 (16) :

$$J_{EnR}^* = \max_{P_{pv}, P_{éo}, E_{bat}^{max}} (J_{EnR}) \quad (16)$$

5.2 Analyse des résultats

Les Tableaux 4 à 6 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 4 sont précisés EnR_c , E_{inj} , E_{EDF} et E_{sto} . $\%EnR$, $\%ac$, J_{EnR} et J_c sont présentés dans le Tableau 5 alors que I_{inj} , I_{sout} et I_g sont présentés dans le Tableau 6. Quatre configurations sont considérées : (i) le bâtiment est uniquement équipé de panneaux solaires photovoltaïques, (ii) le bâtiment est équipé de panneaux solaires photovoltaïques et de batteries, (iii) le bâtiment est équipé de panneaux solaires photovoltaïques et d'une éolienne à axe vertical et (iv) le bâtiment est équipé de panneaux solaires photovoltaïques, d'une éolienne à axe vertical et de batteries. Nous pouvons remarquer que, quelle que soit sa localisation (Cherbourg, Nice, Perpignan ou Strasbourg), lorsque le bâtiment n'est pas équipé d'une éolienne, les configurations obtenues sont toutes identiques. Le dimensionnement des panneaux photovoltaïques conduit à la puissance crête maximale, à savoir 8 kW_c. Pour ce qui est du dimensionnement des batteries, E_{bat}^{max} vaut 50 kWh ou 60 kWh. Cependant, le critère d'utilisation de l'énergie renouvelable J_{EnR} est plus élevé pour les villes ensoleillées (20 %) qu'il ne l'est pour les villes qui le sont moins (13 %). Par ailleurs, en comparant les configurations avec et sans stockage de l'énergie électrique, on peut remarquer que l'utilisation des batteries augmente le critère J_{EnR} (au moins de 42 %), sans toutefois que le coût économique ne soit réduit (une variation résiduelle de 0,77 % est observée). En outre, le stockage de l'énergie électrique contribue à augmenter l'impact en injection (par exemple, à Strasbourg, $I_{inj} = 56\%$) et à réduire l'impact en soutirage (par exemple, à Nice, $I_{sout} = 2\%$). Ainsi, les batteries permettent une meilleure interaction entre le micro-réseau résidentiel et le réseau électrique. Le recours au stockage de la production locale d'énergie électrique est donc une option intéressante, dans l'optique de minimiser les conséquences de l'intermittence de la ressource renouvelable. Maintenant, si le bâtiment est équipé de panneaux solaires photovoltaïques et d'une éolienne à axe vertical, dans les localités ventées, la ressource éolienne permet de diminuer la puissance crête des panneaux (par exemple, à Cherbourg, 5,6 kW_c contre

Ville	P_{pv} (kW _c)	$P_{éo}$ (kW _c)	E_{bat}^{max} (kWh)	EnR_c (kWh)	E_{inj} (kWh)	E_{EDF} (kWh)	E_{sto} (kWh)
Cherbourg	8	-	-	5767	3171	32 427	-
	8	-	50	6887	1853	31 301	1122
	5,6	9	-	21 604	12 890	16 591	-
	5,6	9	200	26 092	7606	12 164	4492
Nice	8	-	-	5559	6525	20 597	-
	8	-	60	8145	3481	18 002	2588
	8	16	-	10 891	16 044	15 264	-
	8	19	200	17 076	8765	9083	6187
Perpignan	8	-	-	5440	6393	2164	-
	8	-	60	7879	3523	19 196	2442
	7,7	11	-	11 557	14 329	15 527	-
	7,7	11	200	16 530	8476	10 558	4976
Strasbourg	8	-	-	4823	4023	37 008	-
	8	-	60	6332	2247	35 494	1512
	8	20	-	9828	7594	32 002	-
	8	20	200	13 017	3840	28 815	3196

Tableau 4 – Configurations remarquables ($\sigma_d = 70\%$) (1/3).

Ville	P_{pv} (kW _c)	$P_{éo}$ (kW _c)	E_{bat}^{max} (kWh)	$\%_{ac}$ (%)	$\%_{EnR}$ (%)	J_{EnR} (%)	J_c (€)
Cherbourg	8	-	-	64,5	15,1	9,7	-1686
	8	-	50	77,1	18,0	13,9	-1699
	5,6	9	-	66,6	56,6	35,4	-213
	5,6	9	200	75,6	68,3	51,7	-263
Nice	8	-	-	46,0	21,3	9,8	-811
	8	-	60	67,4	31,1	21,0	-838
	8	16	-	40,4	41,6	16,8	45
	8	19	200	63,4	65,3	41,4	-18
Perpignan	8	-	-	46,0	20,1	9,2	-879
	8	-	60	66,6	29,1	19,4	-904
	7,7	11	-	44,7	42,7	19,1	-69
	7,7	11	200	63,9	61,0	39,0	-120
Strasbourg	8	-	-	54,5	11,5	6,3	-1901
	8	-	60	71,6	15,1	10,8	-1918
	8	20	-	56,4	23,5	13,3	-1407
	8	20	200	74,7	31,1	23,3	-1441

Tableau 5 – Configurations remarquables ($\sigma_d = 70\%$) (2/3).

8 kW_c). À Strasbourg, où les ressources solaire et éolienne sont faibles, le dimensionnement des systèmes équipant l'habitat est contraint par la capacité maximale installable (8 kW_c pour les panneaux solaires photovoltaïques, 20 kW_c pour l'éolienne à axe vertical et 200 kWh pour les batteries). De plus, la puissance crête de l'éolienne est plus faible dans les régions ventées que dans celles qui le sont moins (20 kW_c à Strasbourg contre 9 kW_c à Cherbourg). Cepen-

dant, il faut noter que pour toutes les villes considérées (Cherbourg, Nice, Perpignan et Strasbourg), l'éolienne permet d'augmenter J_{EnR} et de réduire le coût économique (J_c). De plus, l'éolienne améliore I_{inj} et I_{sout} , améliorant de fait l'impact global du micro-réseau sur le réseau électrique (I_g). Enfin, la présence d'une éolienne compense en partie l'intermittence de la production photovoltaïque et l'impact que cette intermittence peut avoir sur le réseau électrique.

Ville	P_{pv} (kW _c)	$P_{éo}$ (kW _c)	E_{bat}^{max} (kWh)	I_{inj} (-)	I_{sout} (-)	I_g (-)
Cherbourg	8	-	-	562	8194	8756
	8	-	50	777	8000	8776
	5,6	9	-	-1643	4009	2365
	5,6	9	200	486	2739	3225
Nice	8	-	-	733	5320	6053
	8	-	60	1335	4805	6140
	8	16	-	267	4044	4311
	8	19	200	2527	2111	4638
Perpignan	8	-	-	3675	-2682	993
	8	-	60	1404	5211	6615
	7,7	11	-	-259	3819	3563
	7,7	11	200	1559	2358	3916
Strasbourg	8	-	-	580	9189	9769
	8	-	60	906	8839	9745
	8	20	-	136	7803	7939
	8	20	200	1292	6767	8059

Tableau 6 – Configurations remarquables ($\sigma_d = 70\%$) (3/3).

6 CONCLUSION

Cet article traite de l'impact de la disponibilité de la ressource énergétique (solaire/éolienne) sur le dimensionnement et la gestion des systèmes de production et de stockage d'énergie susceptibles d'équiper un micro-réseau résidentiel. Pour cela, une approche intelligente et multi-critère pour la gestion des ressources énergétiques a été proposée. Cette approche tient compte de l'état du réseau électrique et des interactions entre ce dernier et le micro-réseau considéré. 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, à savoir un habitat de plain-pied de 190 m² qu'il est possible de localiser à Cherbourg, Nice, Perpignan ou Strasbourg. Cet habitat peut être équipé de panneaux solaires photovoltaïques, d'une éolienne à axe vertical et de batteries pour stocker l'énergie. Nous avons utilisé le logiciel TRNSYS pour modéliser son comportement thermique. 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, permettant de promouvoir l'auto-consommation de l'énergie produite localement, sans impact négatif sur le réseau électrique. Nous avons montré en simulation que combiner des panneaux solaires photovoltaïques et une éolienne à axe vertical est un mix-énergétique intéressant, quelle que soit la

localisation du micro-réseau. Il est par ailleurs intéressant de noter que la production éolienne complète efficacement la production photovoltaïque, améliorant ainsi l'utilisation de l'énergie électrique produite localement, tout en réduisant le coût économique. De plus, équiper le bâtiment de batteries (nécessaires pour pallier l'intermittence de la production renouvelable) permet une meilleure interaction entre le micro-réseau et le réseau électrique, sans dégrader le coût économique. On peut également souligner que dans les localités très ventées ou très ensoleillées, la puissance installée des systèmes de production peut être réduite. Finalement, quelle que soit la ville considérée, il est possible de dimensionner correctement les systèmes de production afin d'augmenter l'auto-consommation et d'améliorer les conditions d'injection et d'extraction d'énergie, permettant, *in fine*, un meilleur équilibre entre offre et demande.

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 consump-

- tion 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.