



Mécanisme des prix pour la gestion de l'énergie dans une structure hiérarchisée

Alexandre Muller*, Romain Bourdais**

*CentraleSupélec, alexandre-guillaume.muller@supelec.fr

** CentraleSupélec, romain.bourdais@centralesupelec.fr

Mots clés (*en français et en anglais*) : SmartGrids, ADMM, Management par les prix, Architecture hiérarchique, SmartGrids, ADMM, Price management, Hierarchic architecture

Résumés

L'avènement des énergies renouvelables a multiplié le nombre de producteurs locaux d'énergie, obligeant à repenser la gestion du réseau pour les intégrer le mieux possible. Le travail présenté propose de déléguer cette gestion au sein d'une structure hiérarchique. Chaque élément de cette hiérarchie, appelé agrégateur, aura comme objectif de modifier le prix proposé par le niveau supérieur pour y intégrer judicieusement la production locale et de transmettre une nouvelle tarification aux niveaux inférieurs. Cette sollicitation par les prix doit en outre permettre de maintenir la satisfaction des consommateurs.

The emergence of renewable energies and the increasing number of renewable energy plants forces us to rethink the way the electric grid is managed in order to profit as much as possible of this green energy. The present work proposes to delegate this management within a hierarchic structure. Each element of this hierarchy, called an aggregator, will modify the electricity price at which it buys electricity to the upper level in order to take into account the local energy production and send this price to the lower level. Moreover this price management must keep the consumer's satisfaction constant.

Introduction

L'apparition d'une conscience écologique ainsi que l'avènement des politiques énergétiques nous obligent à revoir le paradigme dans lequel le réseau électrique a été pensé. D'une production centralisée et d'une gestion fondée sur la chute de tension, nous sommes en train de passer à une production décentralisée. Cette nouvelle production, surtout assurée par les énergies renouvelables, se caractérise par des injections de puissances plus ou moins importantes qui ont la particularité d'être incontrôlables. Il est donc capital de repenser la gestion du réseau de façon à profiter au mieux de cette énergie.

Pour ce faire, nous proposons d'utiliser les capacités de communication des nouveaux compteurs ainsi que le développement des gestionnaires de bâtiment qui permettent de gérer les confort des occupants tout en intégrant la tarification dynamique de l'électricité proposée par le ou les distributeurs. Cette tarification dynamique de l'électricité a pour objectif d'inciter les clients à consommer durant les périodes où l'électricité est peu chère et de limiter son usage durant les périodes où elle est chère. La question qui se pose alors est la suivante : connaissant la tarification électrique proposée par le réseau principal de distribution, faut-il la modifier pour intégrer au mieux des productions locales et, le cas échéant, comment la modifier ?

C'est dans cette optique que nos travaux se situent : notre objectif est développer un agrégateur, manager de la production locale, qui doit faire le lien entre la tarification proposée par un niveau supérieur et la tarification à proposer aux niveaux inférieurs pour exploiter au mieux cette production locale. Cette gestion doit permettre de réduire la facture liée à l'électricité achetée au niveau supérieur sans aucune dégradation des confort attendus des clients.

Le second intérêt de notre approche est liée à la généricité de l'agrégateur développé qui peut s'insérer dans

une structure hiérarchisée, analogue à ce qui a été développé dans [1], où d'un niveau à un autre des productions locales doivent être intégrées. Enfin, contrairement à ce qui a déjà été proposé dans [2] où le gestionnaire contrôle directement la puissance consommée par le client, se limiter à une sollicitation par les prix permet de préserver une certaine confidentialité par rapport à l'usage de l'électricité des clients, ce qui constitue le dernier point fort de notre gestionnaire.

Ce genre de contrôleur hiérarchique est parfaitement adapté à la structuration actuelle du réseau, comme pourrait l'être par exemple un gestionnaire de quartier, devant gérer un petit parc d'éoliennes et des bâtiments eux-mêmes devant gérer des panneaux photovoltaïques et les différents postes de consommation.

Le papier se présente en trois parties. Dans la première partie, nous nous intéresserons au modèle de consommateur choisi, en explicitant en particulier sa fonction d'optimisation. En deuxième partie, nous prendrons le point de vue de l'agrégateur et montrerons comment, à partir de la formalisation du problème global, on arrive à développer une méthode permettant à la fois la satisfaction des consommateurs, une bonne intégration de la production locale et une réduction de la facture d'électricité, tout en se limitant à des sollicitations par les prix. Ces échanges et mécanismes itératifs sont obtenus en utilisant une technique de relaxation de contraintes ADMM -Alternating Directing Method of Multipliers – qui a dû être adaptée. Enfin, dans une troisième partie, nous montrerons sur un exemple les performances de l'agrégateur de prix proposé.

1. Modèle du consommateur

Pour des raisons de respect de la vie privée, nous considérerons ici le cas où le réseau ne peut communiquer au gestionnaire qu'à travers une sollicitation par les prix et non en pouvant piloter ou agir à distance sur les différents systèmes. Il ne peut non plus ordonner un délestage.

De telles échanges deviennent possibles grâce notamment à la mise en place de compteurs communicants, aussi appelés compteurs intelligents, tels que les compteurs Linky qui sont actuellement en train d'être mis en place par ERDF.

Notre seconde hypothèse de travail est que le gestionnaire client a la capacité de renvoyer une information quant à sa consommation. Le gestionnaire a donc connaissance d'un profil tarifaire sur un horizon donné (une journée par exemple), et en échange, il renvoie une prédiction quant à sa consommation par rapport à cette sollicitation. De telles prédictions peuvent être obtenues en utilisant une techniques de commande avancée, la commande prédictive qui a déjà été employée dans ce cadre. ([3])

Le consommateur I cherchera donc à optimiser sa consommation U_I de façon à minimiser sa fonction de mécontentement $W_I(U_I)$ et sa facture d'électricité $P_I^t U_I$, où P_I est le prix de l'électricité, sur l'horizon considéré. Le critère à optimiser peut donc se formaliser ainsi :

$$\min_{U_I} W_I(U_I) + P_I^t U_I$$

La figure 1.1 ci-dessous présente le comportement d'un tel gestionnaire de chauffage pour assurer le confort durant les plages d'occupation de la pièce. Dans le premier cas, le prix est constant sur toute la journée. La meilleure stratégie dans ce cas est de couper le chauffage pour le relancer le plus tard possible, afin d'obtenir la température désirée lors du retour de l'occupant. Dans le second cas, une plage à tarification élevée est connue du gestionnaire. Celui-ci va alors modifier sa stratégie de chauffage pour chauffer en avance la pièce et ainsi profiter de l'inertie thermique du bâtiment pour consommer le moins possible durant cette plage horaire. Cet exemple illustre bien comment un gestionnaire intelligent peut déplacer sa charge grâce à une communication par les prix.

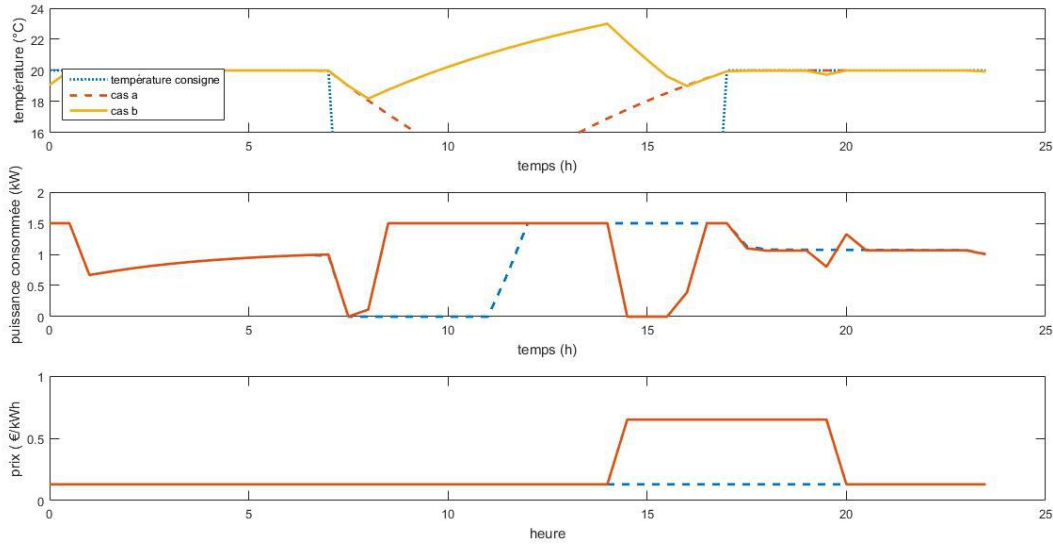


Figure 1.1 : comportement du consommateur face à une sollicitation de prix.

2. Présentation de l'agrégateur et de la stratégie de prix

2.1. Présentation de l'agrégateur

Un agrégateur (figure 2.1) a comme objectif la gestion de la satisfaction d'un ensemble de L consommateurs, l'intégration de la production de J producteurs locaux et la minimisation de sa facture électrique. Notons U_s la puissance achetée au réseau par l'agrégateur au prix P_s et $P_{rod,j}$ la production du j -ième producteur locale. Dans le cas idéal, l'agrégateur doit minimiser le critère suivant :

$$\min_{U_l, U_s} P_s^t U_s + \sum_L W_l(U_l)$$

Sous la contrainte de l'équilibre production/consommation : $U_1 + \dots + U_L = P_{rod,1} + \dots + P_{rod,J} + U_s$

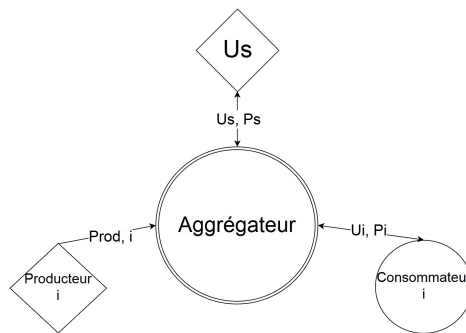


Figure 2.1 : Structure d'un intégrateur

En revanche, comme expliqué en introduction, pour des raisons de vie privée et de confidentialité, l'agrégateur ne contrôle pas les consommations de ses clients. Son critère revient alors à la simple minimisation de sa facture d'achat :

$$\min_{U_s} P_s^t U_s$$

Avec toujours sous la même contrainte : $U_1 + \dots + U_L = P_{rod,1} + \dots + P_{rod,J} + U_s$

Le problème qui se pose est qu'étant donné la contrainte du bilan des puissances, celui-ci n'a plus aucun degré de liberté. Il retrouvera ce degré de liberté en proposant à chacun des clients une tarification différente que celle initialement proposée.

Comment faire varier la stratégie de prix ? L'idée principale est alors d'utiliser la relaxation lagrangienne pour relâcher la contrainte de puissance, et par une procédure itérative faire en sorte de converger vers la solution recherchée. Mais étant donnée la nature du problème d'optimisation résultant : un problème simplement convexe, et non strictement convexe, la relaxation lagrangienne ne permet pas la convergence. C'est pourquoi, notre solution se base sur une autre technique de relaxation, appelée le Lagrangien augmenté, qui introduit un terme quadratique pour retrouver des propriétés de stricte convexité.

L'expression du Lagrangien augmenté du problème considéré est le suivant :

$$\min_{U_s} P'_s U_s + \lambda^t (-U_s - \sum_j P_{rod,j} + \sum_l U_l) + \frac{\mu}{2} \|-U_s - \sum_j P_{rod,j} + \sum_l U_l\|_2^2$$

Le coefficient μ est un pas.

Nous allons utiliser une méthode de résolution effective appelée ADMM. Celle-ci est explicitée dans la prochaine partie. Plus d'informations sur cette méthode peuvent être trouvées en [4].

2.2. Méthode de résolution ADMM

La méthode ADMM est une méthode itérative, qui, appliquée au problème qui nous intéresse, se présente de la façon suivante :

Initialisation :

Les variables d'optimisations U_s et U_l sont toutes initialisées à 0. Le coefficient lagrangien λ est lui aussi initialisé à 0.

Dorénavant, nous noterons U_s^k , U_l^k et λ^k les valeurs de ces coefficients à l'itération k .

Itération k :

Le problème d'optimisation à résoudre pour l'agrégateur est alors le suivant :

$$\min_{U_s} P'_s U_s - (\lambda^{k-1})^t U_s + \frac{\mu}{2} \|-U_s - \sum_j P_{rod,j} + \sum_l U_l^{k-1}\|_2^2$$

Le problème d'optimisation pour chacun des consommateurs devient alors :

$$\min_{U_i} W_i(U_i) + (\lambda^{k-1})^t U_i + \frac{\mu}{2} \|-U_s^k - \sum_j P_{rod,j} + \sum_{l, l \neq i} U_l^{k-1} + U_i\|_2^2$$

Enfin, il faut mettre à jour le coefficient lagrangien :

$$\lambda^k = \lambda^{k-1} + \mu (-U_s^k - \sum_j P_{rod,j} + \sum_l U_l^k)$$

Ce processus est à itérer jusqu'à ce qu'il y ait convergence, ce qui est garanti dans cette formulation.

Mais, dans cette démarche si l'on regarde de plus près le problème d'optimisation du consommateur, celui fait bien appel au multiplicateur de Lagrange λ (qui peut être vu comme un prix), mais aussi à un terme quadratique qui dépend de ce que les autres consommateurs sont censés faire. Cela n'est pas compatible avec la politique de confidentialité imposée dans notre cahier des charges. Pour s'affranchir de ce problème, il faut alors linéariser ce terme quadratique. Le critère devient alors :

$$\min_{U_i} W_i(U_i) + (\lambda^{k-1})^t U_i + \mu (-U_s^k - \sum_j P_{rod,j} + \sum_{l, l \neq i} U_l^{k-1})^t U_i + \mu (U_i^{k-1})^t U_i$$

L'information qui fera office de prix sera donc la quantité

$\lambda^{k-1} + \mu \left(-U_s^k - \sum_j P_{rod,j} + \sum_{l,l \neq i} U_l^{k-1} + U_i^{k-1} \right)$, qui sera fournie par l'agrégateur, préservant la structure du gestionnaire déjà mis en place.

Cette linéarisation aura un impact : la convergence vers la solution optimale n'est plus garantie, mais doit rester suffisamment proche, en fonction de l'erreur d'approximation. C'est la contrepartie de la confidentialité. La section suivante a pour objectif d'illustrer la méthodologie sur un cas simple d'un agrégateur, d'une production locale et d'un consommateur.

3. Simulation et résultats du comportement de l'agrégateur

Nous allons maintenant mettre en œuvre notre méthodologie par simulation, et nous comparerons les résultats obtenus à deux autres façons de piloter : une façon dans laquelle l'agrégateur pourrait directement piloter les différents systèmes (ce qui constitue le cas optimal vers laquelle on espère converger) et un cas où il n'y a aucune mise à jour du prix du niveau supérieur : la production locale sera alors simplement retranchée de la consommation du client. Comme la production locale n'est pas prise en compte dans l'optimisation, ce cas a des performances beaucoup plus pauvres que le cas optimal. Nous espérons ainsi que la méthode itérative ADMM fournira de meilleures performances que celui-ci. La *figure 3.2.1* présente le résultat des trois stratégies mises en œuvre :

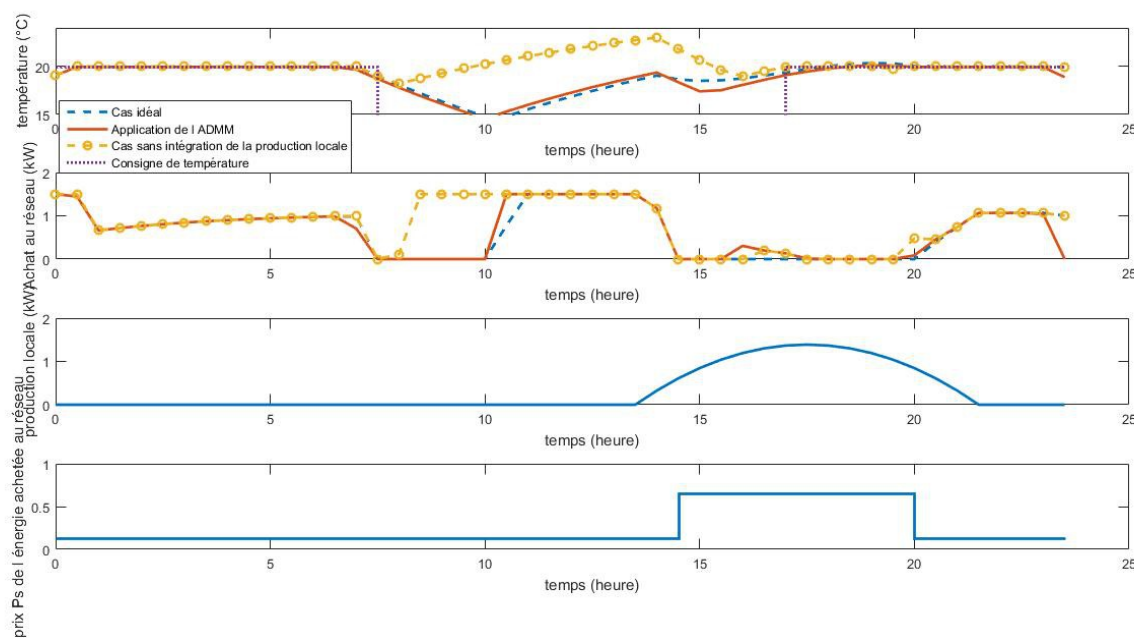


Figure 3.2.1 : Résultats de la simulation.

Premièrement, nous constatons que les trois méthodes offrent le même niveau de satisfaction du consommateur : c'est bien la satisfaction qui est privilégiée. En ce qui concerne la puissance achetée au réseau, nous pouvons voir, sans surprise, que c'est dans le cas où la production locale n'est pas prise en compte que l'achat de puissance est la plus importante. En effet, comme le consommateur n'a pas eu de modification de tarification, il a optimisé sa stratégie sans considérer la production locale : son pic de consommation a été décalé pour éviter d'avoir à consommer durant des heures pleines, alors qu'à cette période, de l'énergie locale était disponible.

En revanche, nous pouvons remarquer que la méthodologie développée dans ne travaux se rapproche de la solution optimale, la différence s'expliquant par l'erreur d'approximation du terme quadratique. D'un point de vue quantitatif, la *table 3.3.2* donne une idée des gains de cette stratégie, de l'ordre de 16%.

	Cas idéal	ADMM	Sans intégration prod. locale
Facture (€)	2,06	2,23	2,64

Table 3.3.2 : facture électrique de l'agrégateur en fonction de la méthode choisie

4. Conclusion et perspectives

Dans ces travaux, nous avons proposé un gestionnaire de production locale qui a pour objectif de modifier la tarification de l'électricité afin d'inciter les clients à consommer quand l'énergie locale est disponible. Cette modification repose sur une technique de relaxation, le lagrangien augmenté, doublée d'une linéarisation afin de respecter la confidentialité de l'usage de l'électricité par chacun des clients. Ces premiers résultats encourageants vont être poursuivis par le déploiement d'une telle structure d'agrégateurs à un cas plus complexe, celui de la gestion énergétique d'un éco-quartier.

Références bibliographiques

- [1] J. Palicot, Christophe Moy, Benoit Résimot, Rémi Bonnefoi, *Application of Hierarchical and Distributed Cognitive Architecture Management for the SmartGrid*, [Ad Hoc Networks](#), 2016, vol.41, pp 86-98
- [2] D. T. Nguyen; H. T. Nguyen; L. B. Le, *Dynamic Pricing Design for Demand Response Integration in Power Distribution Networks*, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. PP, no.99, pp.1-16
- [3] Antoine Lefort, Romain Bourdais, Guillaume Ansanay-Alex, Hervé Guéguen. *Hierarchical control method applied to energy management of a residential house*, Energy and Buildings, 2013, vol. 64, pp. 53-61
- [4] Stephen Boyd, Neal Parikh, Eric Chu, Borja Peleato and Jonathan Eckstein (2011), *Distributed Optimization and Statistical Learning via the Alternating Direction Method of Multipliers*, Foundations and Trends® in Machine Learning: Vol. 3: No. 1, pp 1-122. <http://dx.doi.org/10.1561/22000000016>