

Approche générique pour le calcul du plan de production des procédés d'un smart grid

Prelle Thomas

Mél : thomas.prelle@mines-nantes.fr

Résumé : La volonté d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français implique une augmentation significative des moyens de production incontrôlables et volatils. Cette augmentation va entraîner une augmentation importante des tensions sur le réseau.

Un des moyens pour intégrer ces moyens de production fatals au réseau d'augmenter ponctuellement la consommation pendant leurs pics de production et de la diminuer en cas de sous-production en utilisant des procédés de stockage et de modulation de la consommation. Pour avoir un impact significatif sur le réseau, ces procédés devront être nombreux et hétéroclites. Ils seront donc regrouper au sein d'un smart grid qui devra réagir comme un moyen de production conventionnel.

L'objectif général de cet article est de proposer une modélisation générique et un modèle mathématique permettant de calculer le plan de production d'un procédé.

Mots clés : *Smart Grid, Modélisation générique, PLNE, Modulation de la consommation électrique, Stockage d'électricité*

Collaborations : EDF R&D

1 Description du problème

Dans un contexte socio-économique et environnemental de plus en plus tendu, il est souhaitable d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français. Cependant, ces énergies sont générées par des moyens de production (éolien, solaire, etc.) qui ne peuvent pas être contrôlés et qui ont une production intrinsèquement volatile. Ces moyens de production sont dits "fatals" au réseau, car s'ils produisent plus que la demande, le réseau subit une coupure à grande échelle sans moyen d'action possible.

Un des moyens pour intégrer ces moyens de production fatals au réseau est d'augmenter ponctuellement la consommation pendant leurs pics de production et de la diminuer en cas de sous-production. Une solution est d'utiliser des procédés de stockage et de modulation de la consommation permettant d'absorber le surplus de production et de consommation. Cependant ses procédés sont intrinsèquement de petite taille, hétéroclite et diffus (répartie sur l'ensemble du territoire).

Ces procédés gérés peuvent être regroupés dans une de ces sept catégories :

- Les procédés de production pilotable comme les turbines à combustion.
- Les procédés de production fatals comme les panneaux photovoltaïques ou les éoliennes.
- Les procédés de stockage qui regroupent principalement les batteries.
- Les procédés d'effacement de la consommation comme les systèmes de pilotage d'un éclairage public.
- Les procédés de déplacement de la consommation sans stockage comme un système de pilotage d'une machine à laver.
- Les procédés de déplacement de la consommation avec stockage comme les procédés permettant de gérer la température d'une maison en arrêtant un radiateur pendant quelques heures, et ce sans trop dégrader le confort des consommateurs.
- Les procédés de consommation fatals comme les consommations liées à la hifi.

Chacun de ces procédés possède des contraintes propres comme par exemple :

- Une puissance minimale et maximale fournie : une turbine peut produire uniquement sur une certaine plage de production.
- La discrétisation de sa propre puissance fournie : une batterie est soit en charge, soit au repos, soit en décharge ou un lampadaire piloté par un système de pilotage de l'éclairage public peut éclairer soit à 100% soit à 75% ou soit à 25%.
- Un temps minimum et maximum d'appel : le système de gestion des appareils électriques ne peut les éteindre trop longtemps, ces arrêts prolongés provoqueraient en effet une dégradation du confort trop importante.

- Un temps minimum entre deux sollicitations : le système de gestion d’une pompe à chaleur doit attendre que l’énergie de son stockage thermique se soit renouvelée avant de pouvoir être réutilisée de nouveau.
- Un nombre maximum d’appels dans une journée : le nombre d’appels à certains procédés (par exemple des procédés qui baissent des radiateurs) est limité afin de ne pas trop dégrader le confort.
- ...

Afin de pouvoir les gérer efficacement, ces procédés sont regroupés au sein d’un réseau électrique "intelligent", appelé smart grid. Ce smart grid est alors considéré comme un moyen de production classique. Comme pour tous les autres moyens de production, il faut donc pouvoir calculer un plan de production pour ce smart grid. Une première étape est alors de déterminer pour chaque procédé du smart grid un plan de production maximisant le gain du procédé. Ce gain correspond à la somme des rémunérations obtenues pour les quantités proposées à chaque pas de temps, moins les coûts de production du procédé. Dans un deuxième temps, il faut agréger tous ces plans de production pour obtenir un plan de production global pour le smart grid. Nous nous intéressons ici uniquement à la première étape de ce processus. L’objectif de nos travaux est de proposer une méthode la plus générique possible permettant de calculer un plan de production rapidement (moins d’une minute) pour n’importe quel type de procédé.

Des méthodes ont été proposées pour calculer le plan de production de certains types de procédés comme par exemple pour les centrales hydrauliques ([1] et [2]), pour les stations de transfert d’énergie par pompage ([3], [4] et [5]) ou pour les systèmes de recharge intelligente des véhicules électriques ([6], [7] et [8]). Chacun de ces travaux propose une modélisation et une méthode de résolution spécifiques pour un procédé donné.

Cependant, la méthode de Heussen *et al.* [9] permet de traiter plusieurs types de procédé en les modélisant par un stockage. Cependant, cette approche générique ne permet de modéliser un procédé où l’énergie n’est pas obligatoirement stocker comme un système de stockage l’eau chaude pour réguler le fonctionnement d’une pompe à chaleur.

2 Modélisation

La modélisation que nous proposons est une extension de celle de Heussen *et al* [9]. Elle est présentée dans la figure 1. Dans cette modélisation, un procédé est constitué de trois parties :

- Une partie stockage de capacité C (éventuellement nulle) soumise à des pertes (p).
- Une partie interface réseau qui permet l’échange d’une quantité d’énergie (i_r) vers ou depuis le réseau. Il est à noter que par convention i_r est positif si l’interface réseau reçoit de l’énergie.
- Une partie interface consommation/production qui permet l’échange d’une quantité d’énergie (i_{dp}) produite ou consommée par le procédé. Il est à noter que par convention i_{cp} est positif si l’interface demande/production injecte de l’énergie.

Ces trois parties échangent de l’énergie entre elles :

- δ_{di} représente la quantité d’énergie échangée directement avec le réseau. Il est à noter que par convention δ_{di} est positif si l’interface demande/production fournit de l’énergie à l’interface réseau et négatif si elle consomme.
- δ_{cp} représente la quantité d’énergie échangée entre la partie demande/production et la partie stockage. Il est à noter que par convention δ_{cp} est positif si l’interface demande/production fournit de l’énergie au stockage et négatif si elle en reçoit.
- δ_r représente la quantité d’énergie échangée entre la partie stockage et la partie réseau. Il est à noter que par convention δ_r est positif si le stockage fournit de l’énergie à l’interface réseau et négatif si elle en reçoit.

Cette modélisation permet de modéliser les sept types de procédés.

3 Résolution mathématique

À partir de la modélisation proposée dans la section précédente, nous avons développé un programme linéaire en nombres entiers générique permettant de calculer le plan de production de n’importe quel procédé. Nous y avons ajouté des inégalités valides et une borne supérieure afin d’améliorer le temps de résolution.

Voici un extrait de ce programme linéaire adapté au cas d’un procédé de production pilotable (cf. Figure 2) qui a un temps maximum d’appel, un nombre d’appels limité sur une journée, sans coût de production et soumis à un signal de prix linéaire.

Au sein de notre modélisation, nous allons utiliser les données suivantes :

- Soit \mathcal{T} , l’horizon temporel. $\mathcal{T} = [0, T - 1]$ avec T le nombre de périodes de temps de l’horizon.
- Soit $S_{coord}(t)$, le signal de prix envoyé par la centrale coordinatrice pour l’instant t .
- Soit T_{maxOn} , la durée maximum d’un d’appel.
- Soit N_{call} , le nombre maximum d’appels au procédé sur l’horizon.
- Soit $P^{min}(t)$ et $P^{max}(t)$, la puissance minimum et maximum d’échange avec le réseau au temps t .
- Soit T_{On} , la durée maximum où le procédé peut être allumé.

Nous allons de plus utiliser les trois variables binaires suivantes :

- $\forall t \in \mathcal{T}, p_{i_r}(t) = \begin{cases} 1 & \text{Si la variable } i_r \text{ est strictement positive à l'instant } t. \\ 0 & \text{Si } i_r \text{ est nulle.} \end{cases}$
- $\forall t \in \mathcal{T}, s_{p_{i_r}}(t) = \begin{cases} 1 & \text{Si la variable } i_r \text{ devient strictement positive à l'instant } t. \\ 0 & \text{Sinon.} \end{cases}$
- $\forall t \in \mathcal{T}, e_{p_{i_r}}(t) = \begin{cases} 1 & \text{Si la variable } i_r \text{ devient nulle à l'instant } t. \\ 0 & \text{Sinon.} \end{cases}$

Nous allons maintenant définir les contraintes :

- La contrainte de positivité : $\forall t \in \mathcal{T}, p_{i_r}(t) * P^{min}(t) \leq i_r(t) \leq p_{i_r}(t) * P^{max}(t)$.
- La contrainte de départ : La variable $s_{p_{i_r}}$ est égale à 1 au temps t si et seulement si la variable de positivité p_{i_r} est nulle au temps $t-1$ et égale à 1 au temps t .
 $\forall t \in \mathcal{T}, \begin{cases} t = 0 \Rightarrow p_{i_r}(t) - s_{p_{i_r}}(t) \leq 0. \\ t \neq 0 \Rightarrow p_{i_r}(t) - p_{i_r}(t-1) - s_{p_{i_r}}(t) \leq 0 \text{ et } -p_{i_r}(t) + s_{p_{i_r}}(t) \leq 0 \text{ et } p_{i_r}(t-1) + s_{p_{i_r}}(t) \leq 1. \end{cases}$
- La contrainte d’arrêt : La variable $e_{p_{i_r}}$ est égale à 1 au temps t si et seulement si la variable de positivité p_{i_r} est égale à 1 au temps $t-1$ et nulle au temps t .
 $\forall t \in \mathcal{T}, \begin{cases} t = 0 \Rightarrow e_{p_{i_r}}(t) = 0 \\ t \neq 0 \Rightarrow p_{i_r}(t-1) - p_{i_r}(t) - e_{p_{i_r}}(t) \leq 0 \text{ et } -p_{i_r}(t-1) + e_{p_{i_r}}(t) \leq 0 \text{ et } p_{i_r}(t) + e_{p_{i_r}}(t) \leq 1 \end{cases}$
- La contrainte qui impose un temps maximum d’appel : Si i_r devient positive au temps t , alors elle ne peut le rester que jusqu’au temps $t + T_{maxOn}$.
 $\forall t \in [0, T - T_{maxOn}], \sum_{t'=t+1}^{t+T_{maxOn}} (-e_{p_{i_r}}(t')) + s_{p_{i_r}}(t) \leq 0$
- La contrainte qui limite le nombre d’appels au procédé sur l’horizon : $\sum_{t \in \mathcal{T}} (s_{p_{i_r}}(t)) \leq N_{call}$.

Le procédé doit maximiser son gain : $\max(\sum_{t \in \mathcal{T}} (S(t) * i_r(t)))$.

A ce modèle, nous pouvons ajouter des inégalités valides comme par exemple ces deux propriétés :

- Si la variation de la puissance devient positive à l’instant t , alors elle doit redevenir nulle entre $t + 1$ et $t + T_{maxOn}$: $\forall t \in \mathcal{T}, s_{p_{i_r}}(t) \leq \sum_{t'=\min(T, t+1)}^{\min(T, t+T_{maxOn})} e_{p_{i_r}}(t')$.
- La variation de la puissance est au plus T_{on} fois positives sur l’horizon : $\sum_{t \in \mathcal{T}} p_p(t) \leq T_{on}$.

De plus dans le meilleur des cas, le procédé est allumé à son maximum pendant les $T_{on}^{\text{ème}}$ instants où le signal de prix est le plus fort. Une borne supérieure de notre problème est donc la somme sur ses instants t du signal de prix par la puissance maximum au temps t .

4 Conclusion

Dans cet article, nous proposons une méthode générique permettant de calculer un plan de production pour n’importe quel type de procédé.

Les tests sont en cours. Cependant les premiers résultats montrent, par exemple que sur un horizon d’une journée avec un pas de temps de dix minutes, nous trouvons le plan de production optimal pour la plupart des procédés en moins d’une minute. L’ajout des inégalités et de la borne supérieure permet un gain d’environ 30% sur le temps de calcul.

Cependant certains couplages de contrainte comme un temps maximum d’appels avec un temps minimum entre deux appels et avec un nombre d’appels limité rendent le problème plus difficile avec un écart entre la meilleure solution entière et la borne supérieure au bout d’une minute qui peut être supérieur à 10%. Même si les inégalités et la borne supérieure permettent de diminuer l’écart de quelques pourcents, nous sommes en train de réfléchir à une stratégie pour découper le problème et à une bonne solution initiale afin d’améliorer le temps de calcul.

Références

- [1] L. Becker and W. W-G Yeh. Optimization of real time operation of a multiple reservoir system. *Water Resources Research*, 10 :1107–1112, June 1974.

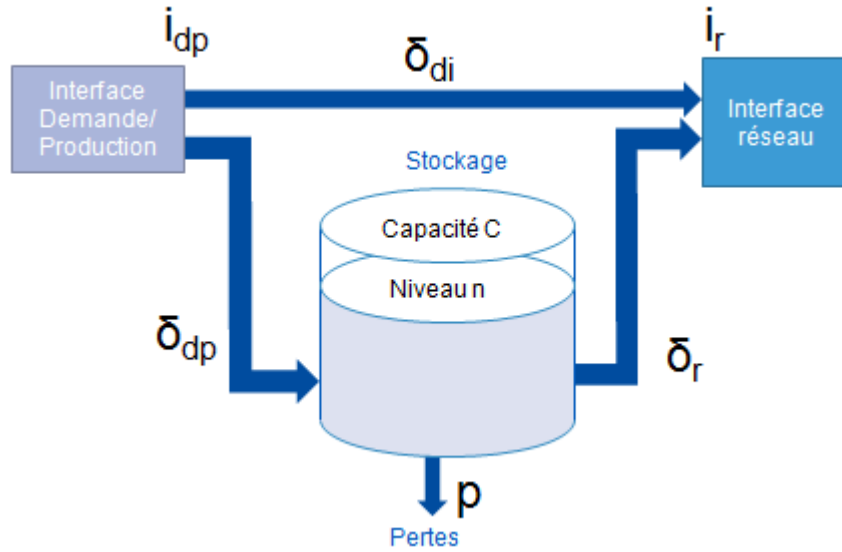


FIGURE 1 – Modélisation générique



FIGURE 2 – Un procédé de production pilotable

- [2] W. C. Wang, C. T. Cheng, and D. M. Xu. The optimal operation model based on chaos genetic algorithm for hydropower station and its application. In *Journal of Hydroelectric Engineering*, volume 26, pages 7–11, 2006.
- [3] W. Li, J. Huang, G. Li, and Z. Wang. Research on optimizing operation of the single reservoir of hybrid pumped storage power station. In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*, pages 1389–1394, july 2011.
- [4] L. Ruomei, C. Yunping, and G. Jianbo. An application of ann in scheduling pumped-storage. In *Energy Management and Power Delivery, 1995. Proceedings of EMPD '95., 1995 International Conference on*, volume 1, pages 85–90 vol.1, nov 1995.
- [5] Q. Wenqian. Dynamic programming models for operation optimization of pumped storage power stations. In *Hydropower automation and dam monitoring*, June 2005.
- [6] J. Soares, T. Sousa, H. Morais, Z. Vale, and P. Faria. An optimal scheduling problem in distribution networks considering v2g. In *Computational Intelligence Applications In Smart Grid (CIASG), 2011 IEEE Symposium on*, pages 1–8, april 2011.
- [7] C. Pang, P. Dutta, and M. Kezunovic. Bevs/phevs as dispersed energy storage for v2b uses in the smart grid. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 3(1) :473–482, march 2012.
- [8] C. Ahn, C. Li, and H. Peng. Decentralized charging algorithm for electrified vehicles connected to smart grid. In *American Control Conference (ACC), 2011*, pages 3924–3929, 29 2011-july 1 2011.
- [9] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig, and G. Andersson. Energy storage in power system operation : The power nodes modeling framework. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, pages 1–8, oct. 2010.