



A Decision-Support Tool for the Management of Cogeneration Plants Participating in the Day-Ahead Electricity Market

Lise Mallier, Gilles Hétreux, Raphaël Théry and
Philippe Baudet

EasyChair preprints are intended for rapid
dissemination of research results and are
integrated with the rest of EasyChair.

January 30, 2020

Outil d'aide au pilotage des centrales de cogénération participant au marché *day-ahead* de l'électricité

Lise Mallier¹, Gilles Hétreux¹, Raphaële Théry¹, Philippe Baudet²

¹ LGC, Université de Toulouse, CNRS, INPT, UPS, Toulouse, France
{lise.mallier,gilles.hetreux,raphaele.thery}@ensiacet.fr

² PROESIS SAS, Toulouse, France
philippe.baudet@proesis.net

Mots-clés : *Ordonnancement, Programmation Linéaire Mixte, Cogénération, Marché de l'électricité, Incertitude*

Introduction

Produisant simultanément de l'électricité et des utilités (vapeur, eau chaude) à partir de la même énergie primaire, les centrales de cogénération représentent aujourd'hui une solution intéressante pour améliorer l'efficacité énergétique globale des sites industriels, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre (de 10 à 30% d'émissions de CO₂ évités suivant les systèmes). Par ailleurs, suite à la libéralisation du marché de l'énergie, elles sont aussi devenues une source importante de profit, ce qui a complexifié la gestion de ces installations. En effet, à l'instar des mécanismes de *trading*, le marché de l'énergie est très fluctuant, obligeant les unités de production à être de plus en plus flexibles et réactives. Par conséquent, le pilotage de ces installations joue un rôle clé pour tirer parti de ces opportunités [2]. Dans ce cadre, le LGC, en collaboration avec la société PROESIS, développe un logiciel d'aide au pilotage nommé *PLANENER* dédié à la gestion des installations de cogénération dans ce contexte de marchés. Afin d'exploiter les différents contrats (*intraday*, *day-ahead*, *effacement*, etc.), ce système de gestion est hiérarchisé en trois niveaux de décision interconnectés : planification moyen terme, planification court terme (seul niveau abordé dans cette communication) et conduite temps réel.

Pilotage court terme des centrales de production combinée chaleur/électricité

Le système de pilotage s'appuie sur des modèles génériques d'ordonnancement formulés sous forme de *Programmes Linéaires Mixtes (PLM)* à temps discret. Outre le séquençage des différentes tâches de production, ce modèle intègre, entre autres, des contraintes pour le dimensionnement des lots (*lot-sizing*), les bilans de conservation des flux, les bornes sur les débits massiques des équipements et les stocks, les bilans de consommation/production, la gestion de jetons pour les équipements multi-modaux (tels que les chaudières qui peuvent transiter par 4 états), la satisfaction de la demande tout au long de l'horizon, la linéarisation des équipements à comportement non-linéaires (tels que le train de cogénération, avec passage non instantané de sa capacité de production minimale à celle maximale).

Afin d'instancier automatiquement ce modèle d'optimisation, la topologie de l'unité de production, les caractéristiques des équipements, les tâches et les flux transitant dans le système sont représentés de au moyen du formalisme *Extended Resource Task Network (ERTN)*, graphe orienté composé de 8 types de nœuds et 5 types d'arcs. Ce modèle formel est saisi graphiquement à l'aide du configurateur de modèle *ERTNModelBuilder* (voir Figure 1) donnant accès aux éléments sémantiques *ERTN* et à des composants *équipement* prédéfinis. Une fois le modèle formel établi, celui-ci permet de générer

l'ensemble des paramètres structuraux de l'installation. Ceux-ci sont complétés avec les données de production propres à chaque scénario étudié.

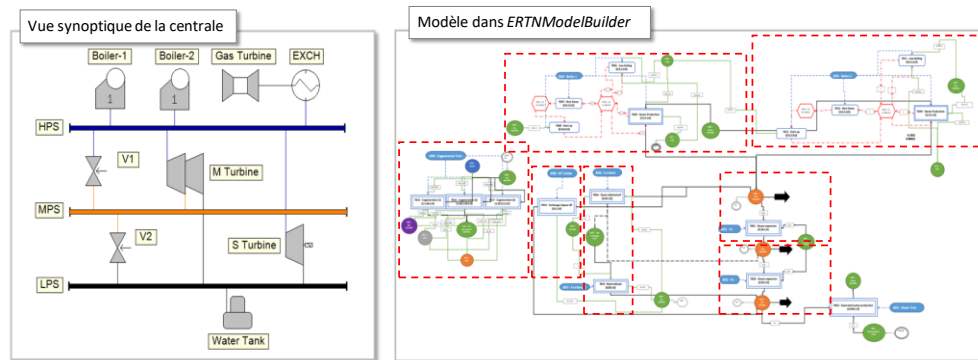


FIG. 1 – Modèle formel (en ERTN) d'un système

Cependant, en contexte réel d'exploitation, outre la prise en compte des contraintes techniques et organisationnelles du site, une difficulté réside dans l'incertitude de certaines données d'entrée. Notamment, le prix de rachat de l'électricité sur le marché spot est évalué sur la semaine par des modèles prévisionnels classiques du domaine. De même, les besoins en utilités chaudes, qui doivent être satisfaits dans tous les cas, sont définis par une valeur moyenne entachée d'une incertitude (en %). Cette incertitude étant susceptible d'impacter notablement la phase d'ordonnancement, il est nécessaire d'en tenir compte pour préserver la faisabilité technique et la viabilité économique des plans de production. Dans la littérature, les états de l'art traitant d'ordonnancement sous incertitude (telles que [1]) font apparaître différentes approches telles que l'ordonnancement stochastique ou l'ordonnancement robuste. Pour notre part, cette seconde approche a été adoptée et mise en œuvre à travers une structure décisionnelle à horizon glissant (de 24 h) décomposée en deux niveaux.

Un premier modèle dit d'*ordonnancement prévisionnel* établit un plan sur une semaine en prenant en compte l'incertitude sur les différents besoins en vapeur, de manière analytique via des contraintes de capacités spécifiques. Un des objectifs de ce plan est de déterminer l'état dans lequel doit être positionné les équipements à « activation non-instantanée » (tels que les chaudières, les trains de cogénération, etc.) afin de satisfaire tout besoin situé dans l'intervalle d'incertitude. Pour cela, les capacités minimale et maximale de production de vapeur sont évaluées pour chaque combinaison possible de configuration de ces équipements critiques grâce à un calcul de flot minimum et maximum dans le réseau ainsi constitué (calcul préalable réalisé une seule fois).

Un second modèle dit d'*ordonnancement opérationnel* établit le plan de charge effectif des équipements sur un horizon de 24 h (horizon sur lequel le prix spot de rachat de l'électricité est connu et sur lequel a été conclu l'engagement de production électrique), découpé en 3 cycles de 8h (cycle de rotation des équipes et horizon sur lequel les besoins réels en utilités sont connus et fixés). Au bout de ces 24 h, la configuration de la centrale doit être la plus proche possible de la configuration préconisée par l'ordonnancement prévisionnel.

Les potentialités de l'approche proposée sont mises en évidence sur le cas d'étude industriel de la Figure (1). La vision prédictive de l'ordonnancement prévisionnel sous incertitude permet l'anticipation des changements de régime ou des arrêts/démarrages des équipements multimodaux alors que l'ordonnancement opérationnelle optimise la charge des équipements dans le cadre robuste fixé par le niveau prévisionnel. Les gains économiques et environnementaux (émissions de CO₂ évitées) ainsi que des indicateurs de robustesse sont évalués.

Références

- [1] Li Z., Ierapetritou M., *Process scheduling under uncertainty: Review and challenges*, 2008, Computers and Chemical Engineering, 32, 715-727
- [2] Salgado F., Pedrero P., *Short-term operation planning on cogeneration systems: A survey*, Electric Power Systems Research, Volume 78, Issue 5, 835-848, 2008