

# Planification des arrêts pour rechargement du parc nucléaire d'EDF : prise en compte de la stochasticité de la demande et de la disponibilité des centrales

Rodolphe Griset<sup>1,2</sup>, Pascale Bendotti<sup>1</sup>, Boris Detienne<sup>2,3</sup>, Hugo Gevret<sup>1</sup>,  
Marc Porcheron<sup>1</sup> & François Vanderbeck<sup>2,3</sup>

<sup>1</sup> EDF, R&D Osiris

<sup>2</sup> Realopt - Reformulations based algorithms for Combinatorial Optimization

<sup>3</sup> IMB - Institut de Mathématiques de Bordeaux

Rodolphe.griset@inria.fr

**Mots-clés :** *Reformulation de Dantzig-Wolfe, Décomposition de Benders, Énergie*

## 1 Un problème structurant pour le Système Électrique

La majeure partie de l'électricité Française provient de ses centrales nucléaires et la planification à moyen terme (3 à 10 ans) des arrêts pour rechargement de ces centrales a un impact déterminant sur la gestion de l'ensemble du Système Électrique. Ce problème consiste à déterminer les dates de ces arrêts et les recharges de combustible effectuées pendant ces arrêts, afin que la production de toutes les unités disponibles satisfasse la demande à un coût minimal, ceci sous un très grand nombre de contraintes (ordonnancement des arrêts, fonctionnement des unités). Une description du problème a été fournie à l'occasion du Challenge EURO/ROADEF 2010 [2]. Compte tenu de la très grande taille de ce problème, EDF utilise actuellement un outil de recherche locale présentant des limitations : un espace de recherche limité autour d'un planning initial, une agrégation hebdomadaire des données, une estimation moyenne de la demande et une disponibilité déterministe des moyens de production. Notre approche, basée sur des outils d'optimisation exacte, a pour objectif de lever graduellement ces limitations.

## 2 État de l'art

Lors du Challenge EURO/ROADEF 2010, deux équipes ont utilisé des approches comparables à celles que nous présentons ici. Lubsy et al. [1] ont proposé une décomposition de Benders considérant les dates d'arrêt et les recharges des centrales comme décision de premier niveau puis optimisant les différents moyens de production pour chaque scénario de demande et de disponibilité du parc. Leur approche ne prenait cependant pas en compte deux contraintes parmi les plus difficiles du problème, traitées par des heuristiques en post-processing. Rozenkop et al. [3] ont pris en compte ces contraintes dans une formulation étendue, résolue par génération de colonnes. Cependant, compte tenu de la taille du problème et des contraintes de temps imposées lors du Challenge, de nombreuses simplifications ont dû être réalisées ne permettant pas de fournir d'information sur l'optimalité de la solution.

## 3 Modèle désagrégé prenant en compte la stochasticité

Notre modèle repose sur une décomposition de Benders, conduisant à la mise en évidence de deux niveaux. Le premier fixe les décisions « robustes », i.e. indépendantes des scénarios, de dates d'arrêt et de recharges ; ces variables étant fixées, le second niveau détermine les décisions

« stochastiques » de productions, permettant de satisfaire la demande sur chaque scénario. On cherche une solution robuste aux contraintes, de moindre coût en espérance sur l'ensemble des scénarios. Au premier niveau, l'utilisation d'une technique de génération de colonnes permet de décomposer la recherche du planning d'arrêts par centrale nucléaire ; au second niveau, des coupes sont générées et remontées au premier, permettant d'assurer la robustesse de la solution face à plusieurs scénarios de demande et de disponibilité des centrales. Cette approche permet une modélisation fine, à un pas de temps inférieur à la journée, des contraintes de production dans les scénarios de second niveau.

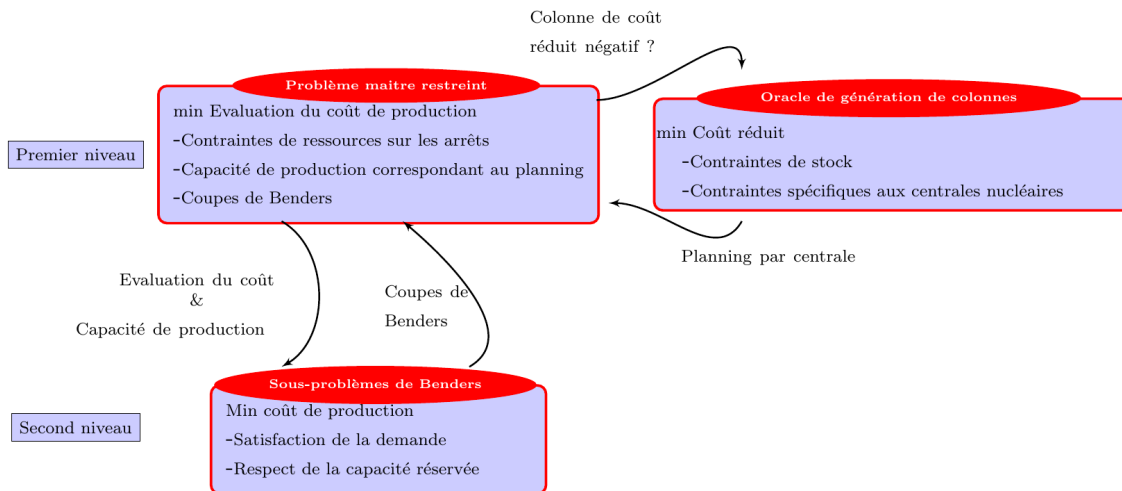


FIG. 1 – Décomposition du problème

Des heuristiques adaptées aux techniques de générations de colonnes employées sont utilisées pour l'obtention de solutions entières à partir de la relaxation linéaire du problème ([4]).

## 4 Premiers résultats expérimentaux

Le passage à l'échelle a été réalisé sur des instances réelles pour lesquelles la recharge est fixe, conformément au processus actuel au sein d'EDF. Les premiers résultats permettent d'observer l'impact de la désagrégation du pas de temps hebdomadaire en un pas de temps inférieur ou égal à la journée et de la prise en compte des scénarios de demande et de disponibilité sur les plannings.

## Références

- [1] Lusby, R. M., Muller, L. F., & Petersen, B. (2010). *A solution approach to the ROA-DEF/EURO 2010 challenge based on Benders' Decomposition*. Kgs. Lyngby : DTU Management. (DTU Management 2010 ; No. 18).
- [2] Porcheron, M., Gorge, A., Juan, O., Simovic, T. and Dereu, G. (2010) *Challenge ROA-DEF/EURO 2010 : A large-scale energy management problem with varied constraints*. ,[http ://challenge.roadef.org/2010/files/sujetEDFv22.pdf](http://challenge.roadef.org/2010/files/sujetEDFv22.pdf).
- [3] Rozenknop, A., Calvo, R. W., Alfandari, L., Chemla, D., & Létocart, L. (2013). *Solving the electricity production planning problem by a column generation based heuristic*. Journal of Scheduling, 16(6), 585-604.
- [4] Sadykov, R., Vanderbeck, F., Pessoa, A., Tahiri, I., and Uchoa, E. (2016). *Primal Heuristics for Branch-and-Price : the assets of diving methods* [https ://hal.inria.fr/hal-01237204](https://hal.inria.fr/hal-01237204)