

Programme Gaspard Monge pour l'Optimisation et la recherche opérationnelle

Appel à Projets 2014

Annexe : les problématiques de l'IROE

Sommaire / Summary

1	Introduction	3
2	Contexte : les grandes questions du management d'énergies	3
2.1	Le contexte : gérer l'équilibre offre-demande	3
2.1.1	Un système soumis à de multiples aléas	3
2.1.2	Un parc de production diversifié	3
2.1.3	Des contrats	3
2.1.4	Des contraintes environnementales	4
2.2	Les défis : gérer au mieux un portefeuille diversifié de très grande taille	4
2.2.1	La gestion à Long Terme du portefeuille	4
2.2.2	La gestion à Moyen Terme de la production	4
2.2.3	La gestion à Court Terme de la production	5
3	Axes de recherche de l'appel à projets	6
3.1	Modèles de fondamentaux et investissements	6
3.1.1	Fondamentaux (long-terme)	6
3.1.2	Investissements	6
3.1.3	Valorisation d'offres	6
3.2	Planification des arrêts du nucléaire	7
3.3	Optimisation centralisée, décentralisée et acteurs locaux	8
3.3.1	Optimisation centralisée	8
3.3.2	Optimisation décentralisée	8
3.4	Optimisation des programmes de marche des centrales	9
3.4.1	Le problème journalier (et hebdomadaire)	9
3.4.2	L'infra-journalier et le problème des redéclarations	9
3.4.3	Le calcul des marges et l'optimisation des réserves	10
3.5	Optimisation des vallées hydroélectriques	10
3.5.1	Gestion Long et moyen-terme	10
3.5.2	Gestion court-terme	10
3.6	Planification de tournées	11
4	Références	12

1 Introduction

Ce document a pour objectif de décrire en détail certains problèmes du management d'énergies, et de donner une idée des travaux déjà réalisés ou en cours sur ces problèmes, ainsi que des principales difficultés déjà rencontrées. Les pistes de recherche listées sont données à titre d'exemple. Les projets soumis pourront aborder d'autres problèmes que ceux listés ci-dessous ou envisager des méthodes de résolution différentes ou dans la continuité des travaux cités.

Les proposants sont vivement incités à prendre contact avec les experts de EDF R&D sur chaque sujet afin de disposer d'une connaissance approfondie des problèmes et des travaux de recherche déjà réalisés ou engagés sur chaque sujet. Pour cela, merci de contacter le bureau du PGM (<mailto:pgmo@fondation-hadamard.fr>)

2 Contexte : les grandes questions du management d'énergies

2.1 Le contexte : gérer l'équilibre offre-demande

Pour produire de l'électricité, on dispose d'un portefeuille d'actifs physiques et financiers hétérogène (l'offre) afin de satisfaire la consommation des clients, ayant chacun leurs caractéristiques de prix de fourniture et de consommation (la demande). L'équilibre offre-demande instantané doit être impérativement atteint pour éviter le risque de défaillance physique du système. La gestion de la production électrique a pour objet d'assurer cet équilibre au moindre coût.

2.1.1 Un système soumis à de multiples aléas

De nombreux aléas impactent de manière significative la gestion d'un parc de production tant du point de vue de la sûreté du système que du point de vue économique. Ces aléas sont essentiellement le climat (la température – qui influe fortement sur la demande en électricité –, les apports hydrauliques, le vent, la nébulosité, l'ensoleillement), les indisponibilités des centrales, les prix sur les marchés de l'énergie, les productions renouvelables (éolien et photovoltaïque)... Ces aléas sont de plus fortement corrélés entre eux.

2.1.2 Un parc de production diversifié

L'offre physique est la production du portefeuille d'actifs :

- **Le parc thermique**, composé de centrales nucléaires et de centrales thermiques classiques : charbon, fioul, turbines à gaz, CCG. Chaque centrale est soumise à un ensemble de contraintes (plages de production, durées minimales d'arrêt ou de marche, courbes de démarrage, stock de combustible éventuellement commun à plusieurs centrales...) et est caractérisée par une structure de coûts complexes (coûts fixes ou dépendant de la quantité de combustible, coûts de démarrage...);
- **Le parc hydraulique**, composé d'usines hydrauliques réparties en vallées. Les éléments à considérer sont des durées de parcours de l'eau, des contraintes sur les réservoirs (stocks min/max, valeurs de l'eau) et sur les usines (limitations de puissance ou turbiné, points de fonctionnement discrets, contraintes de gradient et de changement de sens...).

2.1.3 Des contrats

L'offre physique est complétée par :

- Des « options tarifaires » ou « effacements », ie. la possibilité d'inciter un client à ne pas (ou moins) consommer pendant un laps de temps donné en échange d'un tarif avantageux hors période d'effacement ;
- Des contrats d'échange auprès d'autres producteurs ;
- Les marchés de l'électricité et des combustibles (marchés spot et à terme sur lesquels de nombreux produits sont disponibles, marchés d'options...)

2.1.4 Des contraintes environnementales

L'ensemble des dispositions et directives initiées par l'Union Européenne, visant à favoriser une démarche générale de lutte contre le changement climatique et de protection de l'environnement a un fort impact sur la gestion de l'équilibre offre-demande des producteurs d'énergies :

- maîtrise des émissions de gaz à effet de serre : gestion de stocks d'émission de polluants ;
- prise en compte de l'augmentation du parc de production « ENR » (éolien, photovoltaïque...), induisant un fort aléa.

2.2 Les défis : gérer au mieux un portefeuille diversifié de très grande taille

L'objectif est donc de gérer le portefeuille (parc de production et contrats) dans un objectif de minimisation des coûts et de prise en compte des incertitudes.

Ce problème, pris de façon globale, n'est pas traitable, en l'état actuel des connaissances, en raison de sa très grande taille et de sa complexité mathématique. Il est donc décomposé en un ensemble de problèmes par horizons de temps selon le principe suivant : aux horizons de temps les plus lointains, les aléas les plus importants (aléas météo, aléas sur le fonctionnement des centrales, aléas de marché...) sont représentés de façon très fine (en pratique sous forme de processus aléatoires ou d'un très grand nombre de scénarios), alors que les moyens de production sont décrits sommairement, et inversement aux horizons de temps proches (les moyens de production sont décrits très précisément, avec toutes leurs contraintes de fonctionnement). Chaque horizon fournit un ensemble d'indicateurs aux horizons plus courts, de façon à leur donner une certaine vision du futur et à garder une cohérence d'ensemble.

A chaque horizon de temps, les problèmes restent toutefois de très grande taille, d'où une problématique particulière liée au temps de calcul, le processus opérationnel étant soumis à de fortes contraintes de planning.

2.2.1 La gestion à Long Terme du portefeuille

A l'horizon long terme (cinq à vingt ans), il s'agit de :

- **simuler l'évolution des prix des combustibles et de l'électricité**, ce qui repose sur le calcul des fondamentaux sous-jacents, i.e., une modélisation de l'équilibre production-consommation sur un ensemble de zones géographiques interconnectées ;
- **planifier les investissements en nouveaux moyens de production**, ce qui repose toujours sur une minimisation du coût d'équilibre offre-demande, tout en déterminant la répartition optimale des technologies afin de subvenir aux différents besoins en base et en pointe et en assurant une certaine robustesse aux aléas (aléas physiques, économiques et réglementaires).

On pourra se référer par exemple à [LAB2011] pour plus de détails sur ce type de problèmes.

2.2.2 La gestion à Moyen Terme de la production

A l'horizon moyen terme (un à cinq ans), il s'agit de :

- **définir les plannings optimaux des arrêts pour rechargement du combustible des réacteurs nucléaires**, de façon à minimiser les coûts de production, tout en satisfaisant un grand nombre de

contraintes relatives à la production et à la dynamique des tranches ainsi qu'aux dates d'arrêts elles-mêmes (dates au plus tôt/tard, espacements/recouvrements minimum/maximum entre arrêts...), le tout en univers aléatoire (voir [ROAD2010]). Une description très détaillée du problème est également disponible sur <http://www.fondation-hadamard.fr/pgmo>, rubrique « IROE ».

- **Définir des stratégies de gestion coordonnées pour un ensemble de stocks (lacs, stocks de combustibles, stocks d'effacements, stocks d'émission de polluants)** : l'objectif est de calculer des stratégies optimales adaptatives à l'aléa (feedback, boucle fermée, modèle "multi-stage" avec recours, ...). Une des principales problématiques relève de l'optimisation conjointe de l'ensemble des stocks. Actuellement, des difficultés apparaissent au-delà de trois stocks en raison des limites des techniques utilisées (programmation dynamique). De plus, la dynamique des aléas n'étant généralement pas connue explicitement, la prise en compte de ces données dans l'état du système soulève de nombreuses questions, comme celle de l'identification des dynamiques cachées. (voir [L2008], [G2010] pour plus de détails sur ce type de problèmes).

2.2.3 La gestion à Court Terme de la production

A l'horizon court terme (quelques jours à quelques heures), il s'agit de planifier quotidiennement la production la veille pour le lendemain et d'ajuster en quasi-temps réel les plannings pour répondre à la demande réelle de la consommation électrique. Les principales problématiques sont :

- **Construire des plannings de production pour le lendemain**, à coût minimum, respectant l'ensemble des contraintes sur les groupes de production, et satisfaisant la contrainte de demande (en puissance et réserves), en avenir aléatoire avec possibilité de recours ;
- **Optimiser les redéclarations à l'Infra-Journalier** : le producteur doit, en infra-journalier, redéclarer un certain nombre de programmes de centrales (le nombre de telles redéclarations est limité) afin de réduire en temps réel les écarts production-consommation dus aux aléas (demande, disponibilité).
- **Calculer les marges et optimiser les réserves.**
- **Calculer les offres d'ajustement**

On pourra se référer par exemple à [HBML2010] pour plus de détails sur ce type de problèmes. Une description très détaillée du problème, ainsi que des présentations explicitant l'état de l'art actuel sur cette question sont également disponibles sur <http://www.fondation-hadamard.fr/pgmo>, rubrique « IROE ». Des jeux de données réalistes seront prochainement disponibles.

3 Axes de recherche de l'appel à projets

On trouvera sur <http://www.fondation-hadamard.fr/pgmo>, rubrique « Projects », plus de détails sur les projets lancés en 2012 dans le cadre du PGMO.

3.1 Modèles de fondamentaux et investissements

3.1.1 Fondamentaux (long-terme)

Les outils de fondamentaux visent à calculer des prix des énergies à long-terme sur un ensemble de zones interconnectées. Dans le cas de l'électricité, la difficulté principale provient de la représentation des différentes stratégies de gestion des stocks, hydrauliques en particulier. Le modèle mathématique associé à ces questions est celui d'un problème d'équilibre économique à l'échelle de Europe, chaque acteur ayant pour enjeu de minimiser ses coûts, tout en fournissant de l'énergie à ses clients. Les prix d'équilibres en sortie de ce problème seront alors autant d'indicateurs de prix de l'énergie électrique. La difficulté principale relève du calcul de stratégies de gestion de stocks interconnectés, avec une bonne représentation des aléas et de la dynamique du système. Une méthode récemment proposée consiste à résoudre ce problème par un algorithme de décomposition par les quantités, associé à de la SDDP pour la gestion des réservoirs [LBD2012].

En résumé, les verrous scientifiques identifiés sur ce problème sont :

- La commande optimale stochastique en grande dimension de l'espace d'état
- Les méthodes de décomposition/coordination stochastique en information incomplète
- La sensibilité des problèmes stochastiques en nombres entiers (des valeurs duales approchées pour la PLNE ?)
- Les calculs d'équilibre avec des modèles stochastiques

3.1.2 Investissements

La question des investissements vise à déterminer les technologies dans lesquelles on devra investir dans le futur afin de répondre à la demande énergétique. De par la nature des investissements en question (construction d'une usine, modification du réseau,...), il est nécessaire d'anticiper suffisamment les choix à effectuer. Autrement dit il est nécessaire de prendre en compte toutes les données utiles au bon dimensionnement du parc de production à l'horizon 15-20 ans telles que : l'évolution du prix des fondamentaux (prix des combustibles...), l'évolution de la demande énergétique, voire des hypothèses liées à la politique énergétique, en Europe.

Formellement, ce problème de calcul de stratégies optimales d'investissements peut être rapproché du problème de calcul de fondamentaux avec endogénéisation des décisions d'investissement (les décisions d'investissement sont des variables de commande du problème).

Une thèse lancée récemment vise à résoudre ce problème par une approche de modélisation d'équilibres stochastiques.

On pourra se référer à [Ab2012], [ABGM2011] pour plus de détail et une description de travaux déjà réalisés sur ce sujet.

En résumé, les verrous scientifiques identifiés sur ce problème sont, outre ceux cités ci-dessus :

- La résolution de problèmes d'expansion de capacité en horizon incertain

3.1.3 Valorisation d'offres

L'électricité se stockant difficilement, la production doit correspondre à tout instant à la demande. Toutefois, cette dernière n'est jamais parfaitement connue. Chaque producteur doit proposer un programme journalier de production correspondant à une estimation de la demande de ses clients. Le gestionnaire de réseau et de transport (GRT) doit assurer l'équilibre entre la demande et la production globale de sa zone de responsabilité au travers d'un mécanisme d'ajustement.

Le GRT est ainsi amené à résoudre un problème d'équilibre à partir des offres de tous les acteurs (producteurs et consommateurs) sous contraintes réseau. Chaque producteur doit déterminer les paramètres de ses offres, e.g. définir des courbes de prix en fonction du volume de puissance appelé. Comme le problème de chaque producteur est contraint par la solution du problème du GRT, une représentation naturelle de ces interactions peut être modélisée par un jeu bi-niveau

L'approche classique consiste à calculer la marge de puissance disponible par rapport à un programme de production de référence et à la valoriser comme le coût de modification de ce programme. La difficulté principale provient de la présence de nombreuses contraintes discrètes (en particulier pour les offres basées sur de la production hydraulique), d'autant plus si on souhaite calculer des offres robustes aux aléas.

Un projet PGMO lancé en 2012 (Equilibres de Nash pour la valorisation des offres dans la gestion de la production journalière : le point de vue du producteur) vise à résoudre ce problème en utilisant une approche de type Cournot/Nash et à la confronter à des approches plus classiques de type SFE (Supply Function Equilibrium).

3.2 Planification des arrêts du nucléaire

L'arrêt d'un réacteur nucléaire peut conduire à lui substituer d'autres types de centrales dont le coût de production est plus élevé. La planification des arrêts des réacteurs nucléaires est ainsi un problème majeur de la chaîne d'optimisation de la production. Il consiste à déterminer les dates d'arrêts, les quantités de combustible à recharger et un planning de production de coût minimum de toutes les centrales, pour satisfaire la demande. Les dates d'arrêt doivent satisfaire de nombreuses contraintes : bornes sur la quantité de combustible restant au moment de l'arrêt, espacements minimum ou recouvrements maximum entre arrêts, contraintes de ressources limitant le nombre d'arrêts se déroulant en parallèle...

Compte tenu de l'horizon pluriannuel de planification, la plupart des données ne sont pas connues avec certitude au moment de l'optimisation. C'est le cas de la demande à satisfaire à chaque instant, de la disponibilité des unités de production, de la durée des opérations de maintenance pendant les arrêts des réacteurs, des prix et des capacités d'échange sur les marchés de l'électricité. Le planning prévisionnel est calculé sur cinq ans, et est ré-optimisé tous les mois pour tenir compte des aléas subis au fil du temps, et de la réactualisation des prévisions.

Ce très grand problème d'optimisation combinatoire stochastique a été proposé comme sujet du challenge EURO/ROADEF 2010 [ROAD2010], sous une forme simplifiée. En particulier, l'aléa sur la durée des arrêts des réacteurs nucléaires et celui sur la disponibilité des unités de production n'étaient pas pris en compte, ainsi que le caractère « multi-étapes » du problème consistant à déplacer les dates des arrêts au fil des ré-optimisations mensuelles, jusqu'à les fixer définitivement. Les solutions proposées par les meilleures équipes, majoritairement basées sur des approches de type « Recherche » Locale (amélioration progressive de la solution par exploration de voisinages de la solution courante) permettent d'obtenir rapidement de bonnes solutions, mais sans garantie de distance à l'optimum, et sans critère de robustesse.

C'est pourquoi des travaux ont été initiés, visant à investiguer des méthodes exactes de résolution, susceptibles également de prendre en compte les aspects absents du Challenge EURO/ROADEF 2010.

Ces travaux peuvent être classés en deux grandes catégories :

D'une part des recherches prospectives sur les apports potentiels de la programmation Semi-Définie Positive à la résolution du problème, incluant des formulations robustes ou basées sur des contraintes en probabilité pour traiter les aléas (Thèse « Programmation semi-définie positive : méthodes et algorithmes pour le management d'énergie » soutenue par A. Gorge en septembre 2013 ([Go2013], [GLZ2012a], [GLZ2012b], [GLZ2012c], projet PGMO lancé en 2012 « Optimisation combinatoire sous contraintes en probabilité jointe : application au problème des arrêts du nucléaire »).

D'autre part, des travaux à finalité plus appliquée, visant à utiliser des techniques de décomposition de type Dantzig-Wolfe (génération de colonnes) et Benders (génération de coupes) sur des reformulations « étendues » du problème complet, prenant en compte les aléas sur les durées d'arrêt et le problème de la stabilité des dates d'arrêt calculées dans le processus de décision multi-étapes. (Thèse en cours « Modélisation et résolution de grands problèmes combinatoires stochastiques » de N. Dupin, collaboration

en cours avec l'équipe ReaOpt de L'INRIA Bordeaux, projet PGM0 lancé en 2013 en collaboration avec le LIX et le LIPN.)

3.3 Optimisation centralisée, décentralisée et acteurs locaux

L'émergence récente des smart-grids et les évolutions réglementaires et contextuelles autour des marchés de l'énergie amènent à réfléchir à l'impact sur les modèles d'optimisation classiquement utilisés.

3.3.1 Optimisation centralisée

La gestion à des horizons moyen-terme d'énergies se fait classiquement, en France, dans un contexte centralisé, en raison de la prédominance de l'opérateur historique. Ce problème est étudié depuis de nombreuses années mais les évolutions des algorithmes et de la puissance de calcul permettent d'accéder à plus de finesse dans sa représentation. De plus, dans un contexte changeant, il paraît important de bien savoir résoudre le problème « historique » afin d'être en mesure de faire des comparaisons objectives.

La principale difficulté réside dans la coordination des décisions, en particuliers liées à la gestion de nombreux stocks de nature variée (stocks hydrauliques, de combustible, d'effacements, d'émission de polluants...), dans un contexte aléatoire.

Diverses approches ont été proposées autour de méthodes de décomposition stochastiques appliquées au problème d'optimisation moyen-terme d'un parc de production d'électricité soumis à une contrainte couplante d'équilibre offre-demande dans un cadre stochastique : approches basées sur des méthodes de décomposition, commande optimale stochastique, programmation dynamique... (Voir [E2008], [L2008], [B2004], [D2006], [CCD2009], [RS2011], [BCG2010], [G2010], [A2013])

D'autre part, la prise en compte des aléas peut se formuler comme un problème de contrôle avec contrainte en probabilité (ou plus généralement contrainte de risque), en « boucle ouverte » [An2004], [AHMZ2010] et [AHMZ2011], [A2013] ou « boucle fermée », dans le domaine du temps continu [BET2010] ou du temps discret [CCC2011]. Les principales approches de résolution qui ont été abordées sont :

- La programmation convexe (appliquée à des problèmes en boucle ouverte et résolu par des algorithmes de plans sécants ou de faisceaux),
- La dualisation de la contrainte par une méthode lagrangienne,
- Une représentation sous forme de problème de cible stochastique, résolu par programmation dynamique avec une variable d'état supplémentaire représentant le niveau de risque.

3.3.2 Optimisation décentralisée

Il s'agit de s'intéresser à l'articulation entre une gestion centralisée du système électrique (équilibre offre demande à l'échelle globale, gestion de l'équilibre du réseau) et une gestion décentralisée (à l'échelle locale, due à l'émergence de nouveaux acteurs et moyens de production : photovoltaïque, éolien, smart-grids, stockage...). Ce sujet est assez nouveau et traite des problématiques à différents niveaux de l'équilibre offre demande.

A la maille locale, de nouveaux problèmes apparaissent en lien avec l'émergence d'acteurs locaux. La modélisation de ces derniers, en particulier dans un contexte d'énergies intermittentes est un sujet en soi.

Au niveau de l'équilibre offre-demande global, on peut s'interroger sur le rôle et l'impact des acteurs locaux sur la gestion centralisée ? Quels vont être les signaux qui vont transiter entre les différents acteurs et comment modéliser ? Comment établir une véritable formulation mathématique, permettant de coordonner des fonctions objectifs prenant en compte des spécificités locales, sous une contrainte d'équilibre global...

L'apparition d'acteurs locaux amène également à considérer les aspects liés au réseau et aux questions d'optimisation conjointe production et réseau.

3.4 Optimisation des programmes de marche des centrales

Le problème de « Unit Commitment » consiste à trouver des programmes de fonctionnement à coût minimum pour l'ensemble des centrales en :

- Fournissant suffisamment de services systèmes ;
- Assurant l'équilibre offre-demande à chaque instant ;
- Satisfaisant les contraintes opérationnelles.

3.4.1 Le problème journalier (et hebdomadaire)

L'objectif est de déterminer le programme de production optimal en minimisant les coûts (coûts de production et de démarrage), et en satisfaisant exactement l'ensemble des « demandes » (consommation, capacité de réserve et services systèmes). Les contraintes opérationnelles concernent les centrales thermiques et hydrauliques. La résolution de ce problème déterminera un planning de référence la veille pour le lendemain.

Ce problème de Unit-Commitment étant connu de longue date, de nombreux travaux de recherche ont déjà été réalisés. La solution actuelle est une combinaison de dualisation lagrangienne, de décomposition par les prix et d'algorithmes de faisceaux (Voir [LS1994]), permettant d'obtenir un premier programme qui sera ensuite adapté à l'aide d'une technique de lagrangien augmenté combinée avec l'utilisation du principe du problème auxiliaire pour obtenir le programme de référence. Voir [CZ1984], [BR1992], [MS1983], [DGL2005]. Cette solution donne d'excellents résultats sur le problème historique en déterministe.

Récemment, la forte augmentation de la part des « nouvelles » énergies renouvelables (éolien, solaire) a obligé à repenser le problème. En effet, si les aléas « historiques » (consommation, apports hydrauliques, pannes) pouvaient être à très court-terme négligés, ce n'est plus le cas pour ces nouveaux aléas, en raison de leur très forte non prédictibilité (on ne dispose pas de prévisions fiables au-delà de quelques heures) et de leur caractère intermittent (par exemple le passage de nuages fait passer la production photovoltaïque brutalement à 0). Pour pallier ces nouveaux phénomènes il est indispensable :

- D'une part de modéliser très finement l'ensemble des contraintes opérationnelles afin de bénéficier de toutes les souplesses du parc de production, en particulier hydraulique, ce qui amène l'introduction en particulier des nombreuses contraintes non convexes ou binaires. La modélisation fine des contraintes du parc pose des problèmes sur la résolution globale du problème car les sous-problèmes issus de la décomposition par les prix deviennent plus difficiles à résoudre, donc sont résolus de façon approchée ce qui n'est pas compatible avec l'algorithme traditionnel. Pour résoudre ce problème, une méthode de Faisceaux avec Oracle inexact a été développée. Un projet PGMO (Consistent Dual Signals and Optimal Primal Solutions) vise à améliorer la résolution par dualisation lagrangienne en incorporant des heuristiques et en améliorant l'algorithme de Faisceaux. Un nouvel axe de recherche très prospectif concernant la dualité non convexe et l'interprétation des variables duales associées est également identifié.
- D'autre part de prendre en compte les aléas en calculant des programmes de production robustes, i.e. pour lesquels le coût d'adaptation à la survenue d'aléas en cours de journée est minimum, ce problème pouvant donc se formaliser comme un problème avec recours. Des travaux ont été menés sur une approche robuste sans décisions de recours, ou avec recours mais sur des problèmes convexes de petite taille cf. [BS2011], [Ap2007], [AHMZ2011]. Une thèse et un projet PGMO 2012 (Optimisation dans l'incertain pour les problèmes de « Unit Commitment ») visant à attaquer le problème réel sont actuellement en cours. Une approche par optimisation stochastique sur arbres est également abordée dans un projet PGMO 2012 (A Stochastic Programming Approach to Finding Robust Reference Schedules for the Unit Commitment problem).

3.4.2 L'infra-journalier et le problème des redéclarations

Les évolutions réglementaires ont conduit à formuler un nouveau problème l'horizon Infra-Journalier où il s'agit de recalculer des programmes de production en résolvant le même problème que précédemment auquel s'ajoute une contrainte dite de redéclarations, qui précise le nombre maximal de centrales (environ 30 parmi 150) pour lesquelles le programme de référence peut être modifié. Cette contrainte étant couplante

et combinatoire, des méthodes heuristiques ont été envisagées : le problème est décomposé en une phase de choix des centrales dont le programme sera modifié puis une phase d'optimisation des programmes de ces centrales.

Des travaux sont menés actuellement autour d'une méthode consistant à utiliser un algorithme d'apprentissage supervisé pour décider de la liste des centrales à « redéclarer » puis une résolution classique d'un problème de unit-Commitment. Des approches de type « low rank » sont également en cours d'investigation.

En résumé, les verrous identifiés sur le journalier/infra-journalier sont donc :

- Les méthodes de décomposition pour des approches de dualité mieux adapté au cadre non-convexe
- L'existence et le calcul d'indicateurs marginaux économiquement interprétables
- La formalisation/résolution de problèmes de type unit-commitment dans un cadre incertain, avec décisions de recours

3.4.3 Le calcul des marges et l'optimisation des réserves

Il s'agit de calculer par rapport à un programme de référence le niveau des marges disponibles. Cette problématique prend toute sa complexité dans le cadre de l'hydraulique, où il s'agit d'un problème combinatoire de grande taille. La prise en compte d'aléas ajoute une difficulté supplémentaire. L'objectif ultime serait d'optimiser conjointement les programmes de production et la constitution des réserves.

3.5 Optimisation des vallées hydroélectriques

A long et moyen-terme, il s'agira de calculer de bonnes stratégies de gestion des vallées, tenant compte des contraintes de cotes ; A court-terme le problème revient à calculer des programmes réalisables (i.e. satisfaisant l'ensemble des contraintes) pour permettre d'utiliser l'ensemble des flexibilités du parc hydraulique.

3.5.1 Gestion Long et moyen-terme

La difficulté principale consiste à calculer des stratégies de gestion des stocks coordonnées en horizon aléatoire. Pour la structure classique consistant à coordonner plusieurs stocks couplés par une contrainte d'équilibre offre demande, quelques solutions existent. Pour des structures plus complexes, en cascade par exemple lorsqu'il s'agit de coordonner toutes les réserves d'une vallée hydraulique, des méthodes efficaces restent encore à définir. Voir [E2008], [L2008], [B2004], [D2006], [CCD2009], [PDG2011], [VP2011], [RS2011].

Une approche développée dans le cadre de [G2010] propose une résolution numérique de ce type de problème en combinant des méthodes de décomposition avec une méthode de programmation dynamique (voir aussi [BCG2010]).

Un projet PGMO lancé en 2012 (décomposition/coordination en commande optimale stochastique) et une thèse en cours visent à adapter la méthode ci-dessus à des systèmes de grande taille et de forme quelconque (cascade, étoile).

Une formulation avec contraintes en probabilité (contraintes de cotes) a été proposée, la méthode de résolution étant basée sur la dualisation de la contrainte ([A2013]).

3.5.2 Gestion court-terme

La difficulté principale consiste à résoudre de façon exacte et en un temps de calcul très limité un problème de grande taille en variables mixtes, caractérisé par des contraintes très fortes.

Une thèse et un projet PGMO 2012 (Optimality for Tough Combinatorial Hydro Valley Problems) visant à résoudre ce problème en combinant des méthodes mathématiques d'optimisation combinatoire et des heuristiques sont en cours.

La nécessité de prendre en compte des aléas à l'échelon court-terme incite également à résoudre le problème en prenant en compte les aléas. Un projet PGMO 2012 (Hydro-electric scheduling under uncertainty) vise à combiner des méthodes issues de l'optimisation stochastique et de l'optimisation combinatoire.

En résumé, les verrous identifiés sur ces thèmes sont :

- La résolution de problèmes de Commande optimale stochastique avec un espace d'états de grande dimension (passer de 5 à 50)
- La résolution de problèmes sous contraintes en probabilités jointes
- La résolution de problèmes de flots en variables mixtes de très grande taille (qqes centaines de milliers de variables)

3.6 Planification de tournées

La planification des tournées d'intervention de techniciens représente chaque année une charge importante en termes de kilomètres parcourus et de ressources mobilisés (main d'œuvre, véhicules et matériels).

Cette planification est élaborée en plusieurs étapes coordonnées dans le temps :

- **La planification stratégique** est l'optimisation du placement de sites pour la prise en compte de différentes activités au départ de ces mêmes sites, de leurs capacités (nombre d'agents, nombre de véhicules), des besoins et des contraintes.
- **La planification opérationnelle** est la détermination des tournées journalières d'interventions des techniciens d'un site donné. Cette planification vise à satisfaire les demandes d'interventions reçues en fonction de plusieurs critères (distances à parcourir, matériel à prendre dans le véhicule en début de journée, qualifications de pour effectuer les interventions, ...). Ce type de planification doit permettre un lissage de la charge de travail entre techniciens.
- **La planification en temps réel** est l'ajustement du planning d'interventions des techniciens en tournée suite à des aléas (annulation, intempéries, ...).

Les approches utilisées aujourd'hui se basent sur des heuristiques permettant de traiter chaque problème indépendamment des autres. Ces approches ne permettent pas de traiter tous les aspects du problème comme certaines contraintes opérationnelles où le risque d'aléas en temps réel.

4 Références

- [A2013] Alais J.C., « Risque et optimisation pour le management d'énergie – Application à la gestion de l'hydraulique », thèse de doctorat de l'Université Paris-Est, Mathématiques, Sciences et Technologies de l'Information et de la Communication (MSTIC), 2013
- [Ab2012] Abada I., Modélisation des marchés du gaz naturel en Europe en concurrence oligopolistique. Le modèle GAMES et quelques applications, Thèse de doctorat, 2012.
- [ABGM2011] Abada I., Briat V., Gabriel S.A., Massol O., Generalized Nash-Cournot Model for the North-Western European Natural Gas Markets with a Fuel Substitution Demand Function: The GAMES Model, University of Paris West - Nanterre la Défense, EconomiX Working Papers, 2011-8, <http://econpapers.repec.org/paper/drmwpaper/2011-8.htm>
- [ACM2011] Aussel D., Correa R., Maréchal M., Gap Function for Quasivariational Inequalities and Generalized Nash Equilibrium Problems, Journal of Optimization Theory and Applications, Vol 151, 3, pp 474-488, 2011
- [AHMZ2010] van Ackooij W., Henrion R., Möller A., Zorgati R., On probabilistic constraints induced by rectangular sets and multivariate normal distributions. Mathematical Methods of Operations Research No 3, Vol 71, p. 535-549, 2010.
- [AHMZ2011] van Ackooij W., Henrion R., Möller A., Zorgati R., Chance Constrained Programming and Its Applications to Energy Management. Chapter 13 in [D2011]
- [AHMZ2011b] van Ackooij Wim, Henrion René, Möller Andris, Zorgati Riadh, 2011] : « On Joint Probabilistic Constraints with Gaussian Coefficient Matrix », Operations Research Letters, 39, 99-102, 2011.
- [AHR2009] Andrieu L., R. Henrion, W. Römis, "A Model for Dynamic Chance Constraints in Hydro Power Reservoir Management », European Journal of Operations Research, Janvier 2009.
- [AHS2012] van Ackooij W., Henrion R., Sagastizabal C., Bundle Methods for Hydro Reservoir Management with Joint Chance Constraints, SIAM OP11, 2011
- [ALB2010] Andrieu Latitia, De Lara Michel, Seck Babakar, Taking Risk into Account in Electricity Portfolios Management, Power Systems Handbook. 915-930, Springer, 2010.
- [An2004] Andrieu L., Optimisation sous contrainte en probabilité, Thèse de doctorat, ENPC, 2004
- [Ap2007] Apparigliatto R., Règles de décision pour la gestion du risque : Application à la gestion hebdomadaire de la production électrique, thèse de doctorat, Ecole Polytechnique, 2007
- [B2004] Barty K., Contributions à la discrétisation des contraintes de mesurabilité pour les problèmes d'optimisation stochastique, Thèse de doctorat, ENPC, 2004
- [BCG2010] Barty K., Carpentier P., Girardeau P., Decomposition of stochastic optimal control problems. RAIRO Operations Research, 2010, 44, 167-183
- [BET2010] Bouchard B., Elie R., Touzi N., Stochastic Target Problems with Controlled Loss. SIAM Journal on Control and Optimization, 48, 5, pp. 3123-3150, 2010
- [BGRS2007] Barty K., Girardeau P., Roy JS, Strugarek C., A Q-Learning Algorithm with Continuous State Space, IEEE International Symposium on Approximate Dynamic Programming and Reinforcement Learning, 1-5 Avril 2007, Honolulu (Hawaii, USA), P.341-351
- [BR1992] Batut J., Renaud A., Daily Scheduling with transmission constraints: A new class of Algorithms, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7-3(1992), pp982-989, 1992
- [BRS2007] Barty K., Roy J.-S., Strugarek C., Hilbert-Valued Perturbed Subgradient Algorithm, Mathematics of Operations Research, vol 32 n° 3, August 2007, p 551-562.
- [BRS2007b] Barty K, Roy J.-S., Strugarek C., Un usage de l'approximation stochastique pour l'estimation récursive, dans CRAS, série I 344 (2007) p 199-204.
- [BS2011] Ben Salem S., Gestion robuste de la production électrique à horizon court-terme, thèse de doctorat, Ecole Centrale Paris, 2011
- [BVA2010] Babonneau F., Vial J.P., Apparigliatto R., Robust Optimization for Environmental and Energy Planning, Int. Series in O.R. and Management Sciences, Springer, vol 138 (2010), pp 79-126, 2010

- [C2011] Chiche Alice, « Théorie et algorithmes pour la résolution de problèmes numériques de grande taille – Application à la gestion de production », Thèse de l'Université Pierre et Marie Curie (Paris 6), Sciences mathématiques, 2011
- [CCC2011] Carpentier P., Chancelier J.-Ph., Cohen G., Optimal control under probability constraint, COPI'11, Clamart, 2011, COPI-11@edf.fr
- [CCD2009] Carpentier P., Cohen G., Dallagi A., Particle Methods For Stochastic Optimal Control Problems, COA, 2013
- [CCM2011] Cervinka M., Correa R., Maréchal M., On Electricity day-ahead Market with transmission losses, COPI'11, Clamart, 2011, COPI-11@edf.fr
- [CDLMQ2001] Charousset-Brignol Sandrine, Doukopoulos Grace, Lemaréchal Claude, Malick Jérôme, Quenu Jérôme, 2011, « Optimization of Electricity Production », in « European Success Stories in Industrial Mathematics », page 118, Thibaut Lery, Mario Primicerio, Maria J. Esteban, Magnus Fontes, Yvon Maday, Volker Mehrmann, Gonçalo Quadros, Wil Schilders, Andreas Schuppert, Heather Tewkesbury Editors, Springer, 1st Edition, XII, 136 pages, ISBN 978-3-642-23847-5, 2011.
- [CZ1984] Cohen G., Zhu D.L., Decomposition coordination methods in large scale optimization problems. The nondifferentiable case and the use of augmented Lagrangians. In: J.B. CRUZ (Ed.), Advances in Large Scale Systems, Vol. I, pp. 203-266, JAI Press, Greenwich, Connecticut, 1984
- [D2006] Dallagi A., Méthodes particulières en commande optimale stochastique, Thèse de doctorat, Paris 1 Panthéon-Sorbonne, 2006
- [D2011] Dritsas I. (Eds), Stochastic Optimization - Seeing the Optimal for the Uncertain, <http://www.intechopen.com/books/show/title/stochastic-optimization-seeing-the-optimal-for-the-uncertain>, INTECH, p 491, ISBN 978-953-307-829-8, 2011
- [D2012] Dupin Nicolas, « Modélisation et résolution de très grands problèmes combinatoires stochastiques », thèse de l'Université de Bordeaux, en cours.
- [DBS2011] Dupin N., Bendotti P., Simovic T., Problème d'ordonnancement de la production d'électricité des centrales thermiques, modélisation PLNE, in Proc. ROADEF, 2011
- [DCG2008] Dallagi A., P. Carpentier, G. Cohen, "Particle Methods for Stochastic Optimal Control Problems", SIOPT, <http://arxiv.org/abs/0907.4663>, 2009
- [DGL2005] Dubost L., Gonzalez R., Lemaréchal C., A primal-proximal heuristic applied to French Unit commitment problem, Mathematical Programming, Volume 104-1, pp 129-151, 2005
- [E2008] Emiel G., Méthodes d'optimisation non différentiable pour la résolution de grands problèmes. Application à la gestion à moyen-terme de la production, thèse de doctorat, Paris 1 Panthéon-Sorbonne, 2008
- [ES2009] Emiel G., Sagastizabal C., Incremental like bundle methods with applications to energy planning, Computational Optimization and Applications, 46 (2), p 305-332, 2009
- [F1996] Fuchs M., Experiments in the Heuristic use of past proof experience, Lecture Notes in Computer science, Volume 1104/1996, pp 523-537, 1996
- [G2010] Girardeau P., Résolution de grands problèmes en optimisation stochastique dynamique et synthèse de lois de commande, Thèse de doctorat, ENPC, 2010
- [Go2013] Gorge Agnès, « Programmation semi-définie positive : Méthodes et algorithmes pour le management d'énergie », Thèse de l'Université Paris-Sud Orsay, 2013
- [GLZ2012a] A. Gorge, A. Lisser and R. Zorgati. Semidefinite Relaxations for Mixed 0-1 Second-Order Cone Program. Proceedings of the 2nd International Symposium of Combinatorial Optimization (2012).
- [GLZ2012b] A. Gorge, A. Lisser and R. Zorgati. Semidefinite Relaxations for the Scheduling Nuclear Outages Problem. Proceedings of the 1st International Conference on Operations Research and Enterprise Systems, pp 386—391 (2012).
- [GLZ2012c] A. Gorge, A. Lisser and R. Zorgati. Stochastic Nuclear Outages Semidefinite Relaxations. Computational Management Science, vol. 9, num. 3, pp. 363-379 (2012).
- [HBGD1995] Humphrey T., Bramanti-Gregor A., Davis H.W., Learning while Solving Problems in single agent search : Preliminary results, Proceedings of the 4th Congress of the Italian Association for Artificial Intelligence (AI*IA 1995), LNCS, vol. 992, Springer, pp. 56–66, 1995

- [HBML2010] Hechme-Doukopoulos Grace, Brignol-Charoussat Sandrine, Malick Jérôme, Lemaréchal Claude, The short-term electricity production management problem at EDF, Optima 84, Mathematical Optimisation Society Newsletter, Issue 84, October 2010.
- [HRS2006] Heitsch, Römisch W., Strugarek C., Stability of Multistage Stochastic Programs, SIAM Journal on Optimization, 17:2:511-525, 2006
- [K2006] Kiwiel K.C., A proximal bundle method with approximate subgradient linearizations, SIAM Journal on Optimization, 16 (4), p 1007-1023, 2006
- [L2008] Lenoir A., Méthodes et algorithmes pour la planification de la production à moyen terme en environnement incertain : Application de méthodes de décomposition proximale, thèse de doctorat, Université Blais Pascal – Clermont II, 2008
- [LAB2011] Langrené Nicolas, van Ackooij Wim, Bréant Frédéric, « Dynamic Constraints for Aggregated Units : Formulation and Application », IEEE Transactions on Power Systems, 26 (3), 1349-1356, August 2011.
- [LBD2012] Arnaud Lenoir, Kengy Barty, Anes Dallagi, "A quantities decomposition scheme for energy management", 21st International Symposium on Mathematical Programming (ISMP 2012)
- [LS1994] Lemaréchal C., Sagastizàbal C., An approach to Variable Metric Bundle Methods, Lecture Notes in Control and Information Science, System Modeling and Optimization Vol 197, pp 144-162, 1994
- [M2011] Minoux M., A Robust Optimization Model for Daily Electric Power Production Management, Workshop on Advanced Optimization Methods for Unit Commitment Problem, Clamart, sept 22nd, 2011
- [MF2011] Ming H., Fukushima M., Variational Inequality Formulation of a Class of Multi-Leader-Follower Games, Journal of Optimization Theory and Applications, Vol 151, 3, pp 455-473, 2011
- [MS1983] Merlin A., Sandrin P., A new method for unit commitment at Electricité de France, IEEE Transactions Power App. Syst., PAS-102-5, pp 1218-1225, 1983
- [PDG2011] Philpott A.B., Dallagi A., Gallet E., On cutting plane algorithms and dynamic programming for hydroelectricity generation, 2011, <http://www.epoc.org.nz/papers/MORGANEvsDOASA.pdf> "
- [RBA2010] Rachelson Emmanuel, Ben Abbes Ala, Combining Mixed Integer Programming and Supervised Learning for Fast Re-planning, Proceedings of the 22th IEEE conference ICTAI : International Conference on Tools with Artificial Intelligence, Arras, France,
- [RL2008] Roy J.-S. A. Lenoir, Non-parametric approximation of non-anticipativity constraints in scenarios-based multistage stochastic programming, Kybernetika Vol 44 p 171-184 (2008).
- [ROAD2010] Porcheron M., Gorge A., Juan O., Simovic T., Dereu G., Challenge ROADEF/EURO 2010 : a large-scale energy management problem with varied constraints. EDF R&D, 2010, <http://challenge.roadef.org/2010/files/sujetEDFv22.pdf>
- [RS2011] Ralph D., Smeers Y., EPECs as models for electricity markets, preprint <http://www.eng.cam.ac.uk/~dr241/Papers/Ralph-Smeers-EPEC-electricity.pdf>
- [RT2005] Rajan D., Takriti S., Min-Up/Down Polytopes of the Unit Commitment Problem with Start-Up Costs, Citeseer, 2005
- [S2008] Seck B., Optimisation stochastique sous contrainte de risque et fonction d'utilité. Thèse de doctorat, ENPC, 2008, <http://pastel.paristech.org/4576/>
- [VP2011] Villumsen J.C., Philpott A.B., Investment in electricity networks with transmission switching, 2011, <http://www.epoc.org.nz/papers/VillumsenEJORv42.pdf>
- [ZA2011] Zorgati R., van Ackooij W., Optimizing Financial and Physical Assets With Chance-Constrained Programming in the Electrical Industry, Optimization and Engineering, No 1, Vol 12, p. 237-255, 2011
- [ZAA2009] Zorgati R., van Ackooij W., Apparigliato R., Supply Shortage Hedging : Estimating the Electrical Power Margin for Optimizing Financial and Physical Assets with Chance Constrained Programming, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24 n°2, 533-540, 2009.
- [ZAG2010] Zorgati Riadh, van Ackooij Wim, Gorge Agnès, Uncertainties on Power Systems. Probabilistic Approach and Conic Approximation, Proceedings of PMAPS'10, the Probabilistic Methods Applied to Power Systems International Conference, Singapour, June 14-17th, 2010, 672 – 676, Print ISBN: 978-1-4244-5720-5, INSPEC Accession Number: 11519680, Digital Object Identifier: 10.1109/PMAPS.2010.5528322. IEEE PMAPS Prize Paper Award 2010.