PolyPublie
Polytechnique Montréal

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
UNIVERSITÉ D'INGÉNIERIE

Titre: Title:	Évaluation de l'impact de l'approximation de la fonction de production hydroélectrique sur le calendrier de maintenance de groupes turbo-alternateurs
Auteur: Author:	Éloïse Edom
Date:	2020
Type:	Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis
Référence: Citation:	Edom, É. (2020). Évaluation de l'impact de l'approximation de la fonction de production hydroélectrique sur le calendrier de maintenance de groupes turbo-alternateurs [Mémoire de maîtrise, Polytechnique Montréal]. PolyPublie. https://publications.polymtl.ca/5213/

Document en libre accès dans PolyPublie
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: PolyPublie URL:	https://publications.polymtl.ca/5213/
Directeurs de recherche: Advisors:	Guy Desaulniers, & Miguel F. Anjos
Programme: Program:	Maîtrise recherche en mathématiques appliquées

Ce fichier a été téléchargé à partir de PolyPublie, le dépôt institutionnel de Polytechnique Montréal
This file has been downloaded from PolyPublie, the institutional repository of Polytechnique Montréal

https://publications.polymtl.ca

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
affiliée à l'Université de Montréal

Évaluation de l'impact de l'approximation de la fonction de production hydroélectrique sur le calendrier de maintenance de groupes turbo-alternateurs

ÉLOÏSE EDOM
Département de mathématiques et de génie industriel

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*
Mathématiques appliquées

Avril 2020

© Éloïse Edom, 2020.

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
affiliée à l'Université de Montréal

Ce mémoire intitulé :

Évaluation de l'impact de l'approximation de la fonction de production hydroélectrique sur le calendrier de maintenance de groupes turbo-alternateurs

présenté par **Éloïse EDOM**
en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*
a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

Michel GENDREAU, président
Guy DESAULNIERS, membre et directeur de recherche
Miguel F. ANJOS, membre et codirecteur de recherche
Tonino-J. NZAKIMUENA, membre

DÉDICACE

À mes parents, ma soeur et mon conjoint...

REMERCIEMENTS

Je remercie sincèrement mes directeurs, les professeurs Miguel F. Anjos et Guy Desaulniers, pour leur encadrement et leur support au cours du projet. Vous m'avez offert l'opportunité de découvrir un domaine riche et très intéressant. J'ai beaucoup appris tout au long de ce travail de recherche.

Un grand merci à Pascal Côté et Marcos Westphalen pour m'avoir fourni des données habituellement si peu accessibles dans ce secteur industriel. Je remercie également Sara Séguin, Wim van Ackoodj ainsi que Claudia D'ambrioso pour tous les conseils très constructifs qu'ils m'ont donnés. Je remercie aussi Pascal Côté, Jesús A. Rodríguez et Kenji Demeester pour leur support lors de ma prise en main du sujet. De plus, je remercie Michel Gendreau et Tonino-J. Nzakimuena d'avoir accepté de prendre part à mon jury.

Je tiens également à remercier mes collègues du GERAD avec qui j'ai eu beaucoup de plaisir à discuter et partager. Cela a enrichi mon parcours.

Un remerciement spécial à ma famille et à mon conjoint qui m'ont soutenue et encouragée tout au long de ma maîtrise.

RÉSUMÉ

L'optimisation de l'ordonnancement de la maintenance des groupes turbo-alternateurs est un des principaux leviers disponibles pour augmenter la productivité des sites hydroélectriques. À cause du caractère non linéaire et non convexe de la Fonction de Production Hydroélectrique (FPH), les modèles mathématiques couramment utilisés se basent sur des fonctions simplifiées. Dans ce contexte, l'objectif du présent travail de recherche est d'estimer l'impact de la représentation de la FPH sur le problème d'ordonnancement de la maintenance dans le cas déterministe.

Trois modèles ont été étudiés. Dans le premier modèle, la FPH est approximée par des hyperplans. Dans le second, c'est une fonction linéaire par morceaux qui est utilisée. Dans le troisième modèle, la FPH est représentée par un polynôme. Ces trois modèles sont testés sur deux systèmes de centrales hydroélectriques réels : un dans le sud-est du Brésil et l'autre à Saguenay au Canada.

Les résultats obtenus confirment que les calendriers de maintenance des groupes turbo-alternateurs sont influencés par la représentation de la FPH utilisée. Toutefois, malgré des décalages conséquents des tâches de maintenance, les trois approches étudiées fournissent une estimation similaire de l'énergie produite.

ABSTRACT

To increase the productivity of hydroelectric plants, optimization of the maintenance scheduling of turbo-generators is one of the main levers available. Because of the nonlinear and non-convex nature of the HPF, the commonly used mathematical models are simplifying this function. In this context, the objective of this research work is to estimate the impact of the HPF formulation on the maintenance scheduling problem in the deterministic case.

Three models have been studied. In the first model, the HPF is approximated by hyperplanes. In the second, a piecewise linear function is used. In the third model, the HPF is represented by a polynomial. These three models are tested on two real hydroelectric power systems: one in southeast Brazil and the other in Saguenay in Canada.

The results obtained confirm that the maintenance schedules of the turbo-generators are influenced by the HPF representation used. However, despite significant shifts in maintenance tasks, the three approaches studied provide a similar estimate of the energy produced.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE iii

REMERCIEMENTS iv

RÉSUMÉ v

ABSTRACT vi

TABLE DES MATIÈRES vii

LISTE DES TABLEAUX ix

LISTE DES FIGURES x

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS xi

1 INTRODUCTION **1**

1.1 Définitions et concepts de base 1

1.1.1 Les centrales hydroélectriques 1

1.1.2 La maintenance d'équipement 2

1.2 Éléments de la problématique 3

1.2.1 L'ordonnancement de la maintenance 3

1.2.2 Les difficultés inhérentes aux problèmes d'ordonnancement de la maintenance de groupes turbo-alternateurs hydroélectriques 3

1.2.3 La fonction de production hydroélectrique 4

1.3 Objectifs de recherche 5

1.4 Plan du mémoire 5

2 REVUE DE LITTÉRATURE **7**

2.1 Représentation de la FPH dans le contexte de planification de la production à court terme 7

2.2 Modèles d'ordonnancement de la maintenance 11

2.2.1 Modèles d'optimisation de l'ordonnancement de la maintenance des générateurs dans le secteur de la production électrique 12

2.2.2 Modèles d'optimisation de l'ordonnancement de la maintenance spécifiques au secteur hydroélectrique 13

3 ASPECTS MÉTHODOLOGIQUES ET ORGANISATION DU MÉMOIRE 15
3.1 Choix du modèle de départ 15
3.2 Données de références 15
3.3 Implémentation 16
3.4 Structure de l'article 16
3.5 Structure de la suite du mémoire 16

4 ARTICLE 1: ON THE IMPACT OF THE POWER PRODUCTION FUNCTION APPROXIMATION ON HYDROPOWER MAINTENANCE SCHEDULING 17
4.1 Introduction 19
4.2 Mathematical Formulation 21
4.2.1 Objective function 21
4.2.2 Hydro constraints 22
4.2.3 Estimation of the power production 23
4.3 Alternative Power Production Representations 23
4.4 Computational experiment 25
4.4.1 Case study 25
4.4.2 Results and discussion 27
4.4.3 Operational considerations 31
4.5 Conclusion 34

5 DISCUSSION GÉNÉRALE 36

6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS 37
6.1 Synthèse des travaux 37
6.2 Limitations de l'étude 37
6.3 Améliorations futures 37

RÉFÉRENCES 39

LISTE DES TABLEAUX

Table 4.1 Characteristics of the Brazilian and Canadian hydroelectric complexes . 25
Table 4.2 Example of Parameters for Maintenance Tasks (MT) 27
Table 4.3 Case Southeast Brazil: Energy produced (MWh) for 13 maintenance tasks 27
Table 4.4 Case Saguenay: Profit difference (%) for 10 and 20 maintenance tasks . . 28
Table 4.5 Case Saguenay: Energy produced (MWh) for 20 maintenance tasks . . . 28
Table 4.6 Case Saguenay: Profit gap (%) when maintenance schedule is exchanged, for low inflows scenario and 20 maintenance tasks 31
Table 4.7 Case Saguenay, operational data: Profit difference (%) for 10 and 20 maintenance tasks 32
Table 4.8 Size of the models 33
Tableau 5.1 Nombre de variables binaires 36

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Schéma d'une centrale hydroélectrique à réservoir 1
Figure 1.2 Exemple de courbe montrant l'influence du nombre de groupes actifs sur la production 5
Figure 2.1 Méthodes de résolution et combinaisons possibles 8
Figure 4.1 Hydroelectric complex with 3 powerhouses in cascade ($PH1, PH2, PH3$) 20
Figure 4.2 Case Saguenay: Power production (MW) plotted depending on water discharge (m^3/s) and stored volume (hm^3), for 4 active generators 26
Figure 4.3 Case Southeast Brazil: Total power production (%) 28
Figure 4.4 Case Southeast Brazil: Maintenance planning for 30 time periods, 13 maintenance tasks, 6 for PH1, 7 for PH2 29
Figure 4.5 Case Saguenay: Maintenance planning for low inflows, 30 time periods, 20 maintenance tasks, 6 for PH1, 7 for PH2 and 7 for PH3 30
Figure 4.6 Case Saguenay: Total power production (%) for low inflows scenario, 20 maintenance task 31
Figure 4.7 Case Saguenay, operational data: Power for PH1, with 4 active turbines out of 5 32
Figure 4.8 Case Saguenay, operational data: Maintenance planning for 30 time periods, 20 maintenance tasks, 6 for PH1, 7 for PH2 and 7 for PH3 33
Figure 4.9 Case Saguenay, operational data: Total power production (%) for low inflows scenario 34

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

FPH	Fonction de Production Hydroéletrique
GMSP	Generator Maintenance Scheduling Problem
PLM	Programme Linéaire Mixte

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

L'énergie électrique est incontournable dans notre société. Dans le contexte international actuel, de plus en plus de pays cherchent à favoriser les sources d'énergie renouvelable. Parmi ces sources, l'hydroélectricité a une part prépondérante dans les pays comme le Canada où près de 60% de l'électricité produite provient de cette source tandis qu'au Québec, cette proportion s'élève à plus de 95% [1, 2]. En plus d'être renouvelable, cette source d'énergie a de faibles coûts d'exploitation et est suffisamment flexible pour répondre rapidement à la demande d'électricité. Toutefois, la gestion des complexes hydroélectriques peut s'avérer difficile à réaliser afin d'assurer la fiabilité en énergie et puissance produites. Afin d'appuyer les ingénieurs et opérateurs dans leur planification, des outils d'aide à la décision tels que des modèles d'optimisation sont développés.

1.1 Définitions et concepts de base

1.1.1 Les centrales hydroélectriques

Une centrale hydroélectrique transforme l'énergie potentielle et cinétique de l'eau en énergie mécanique à l'aide de turbines hydrauliques puis en électricité grâce à des alternateurs. Il est possible de distinguer deux types de centrales.

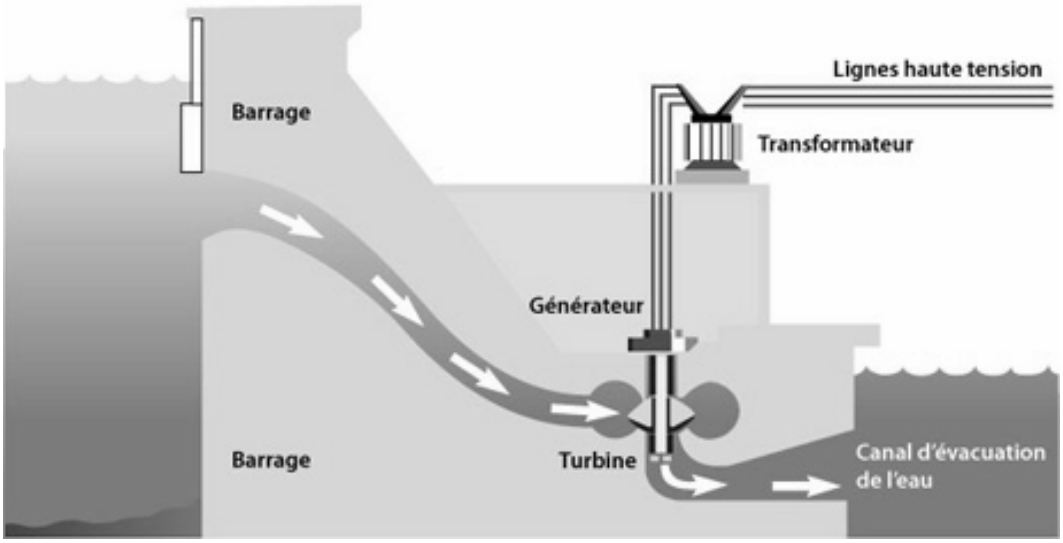


Figure 1.1 Schéma d'une centrale hydroélectrique à réservoir [3]

D'abord, il y a les centrales à réservoir. Comme le montre la Figure 1.1, elles sont composées :

— d'un réservoir permettant de contrôler l'alimentation en eau ;
— d'une centrale de production qui héberge les groupes turbo-alternateurs ;
— d'un évacuateur de crue qui permet de déverser l'eau en cas de surplus.

Le débit turbiné et la différence d'altitude entre le niveau amont et aval de l'eau, appelée la hauteur de chute, influencent directement l'efficacité d'une turbine hydraulique.

Ensuite, il y a les centrales au fil de l'eau. Pour ce type de centrale, le volume du réservoir est très faible, quasiment nul, seules des variations minimes sont autorisées. Les variables sont donc les débits turbinés et déversés.

La planification de la production hydroélectrique consiste à déterminer les quantités d'eau utilisées afin de répondre à la demande. Elle est grandement liée aux opérations de maintenance. Cette planification peut être réalisée sur différents horizons de temps. D'abord, il y a les modèles développés pour le long terme qui sont utilisés pour estimer la rentabilité d'un projet. L'unité de temps employée est généralement le mois. Puis, les modèles à moyen terme servent à établir la stratégie de gestion à l'échelle d'une année découpée en semaines. Enfin, pour une planification plus proche des opérations quotidiennes, ce sont les modèles à court terme qui sont employés. Sur un horizon d'une à plusieurs semaines, découpé en heures ou jours, ils permettent de déterminer la répartition de la génération hydroélectrique entre les différents groupes turbo-alternateurs [4].

1.1.2 La maintenance d'équipement

La maintenance est un élément incontournable dans l'industrie notamment dans les systèmes de production d'énergie. Les activités de maintenance menées efficacement permettent d'améliorer le niveau de production et réduire les coûts associés, en plus d'augmenter la durée de vie de l'équipement [5].

Il existe trois types de maintenance [6] :

— la maintenance corrective : les réparations ou les remplacements sont réalisés lorsqu'il y a une défaillance de l'équipement ;
— la maintenance préventive : les réparations ou remplacements sont réalisés selon un intervalle de temps établi par les spécifications du manufacturier ;
— la maintenance conditionnelle : les tâches sont effectuées en fonction de l'état de l'équipement qui est connu grâce à une surveillance en temps réel.

De part sa nature imprévisible, la maintenance corrective ne peut être planifiée d'avance. Par contre, grâce aux différents paramètres fournis par le manufacturier et aux contraintes opérationnelles, la maintenance préventive peut être planifiée et ordonnancée. Généralement, la planification se fait sur du long terme et consiste à produire une liste des tâches de mainte-

nance à effectuer ainsi que tous les paramètres associés tels que la durée prévue de la tâche, la fenêtre de temps possible pour son exécution ainsi que les besoins en main-d'œuvre. L'ordonnancement permet de déterminer, sur le court terme, dans quel ordre seront effectuées les tâches du plan de maintenance [5]. Dans la suite de ce travail, le terme maintenance réfère à la maintenance préventive.

1.2 Éléments de la problématique

1.2.1 L'ordonnancement de la maintenance

Le problème d'ordonnancement des tâches de maintenance dans le contexte des systèmes de production électrique est connu sous le nom Generator Maintenance Scheduling Problem (GMSP). En résumé, ce problème consiste à déterminer quand arrêter les générateurs, en respectant un certain nombre de contraintes. Dans leur revue de littérature, Froger *et al.* [7] définissent des types de contraintes liés entre autres :

- aux tâches de maintenance tels que la durée des tâches ;
- à la fiabilité du système tels que le nombre maximum de générateurs pouvant être en maintenance en même temps.

Un générateur en maintenance étant généralement à l'arrêt, cela impacte directement les niveaux de production. Toutefois, la maintenance est nécessaire pour être en mesure de produire sur le long terme. Ainsi, gérer la planification de la production et l'ordonnancement de la maintenance peut être source de conflits. Cependant, de plus en plus de modèles sont développés en intégrant ces deux aspects [8].

1.2.2 Les difficultés inhérentes aux problèmes d'ordonnancement de la maintenance de groupes turbo-alternateurs hydroélectriques

Les modèles mathématiques traitant le problème d'ordonnancement sont complexes pour plusieurs raisons notamment leur taille, les phénomènes physiques traités et les incertitudes [9].

Les systèmes étudiés sont souvent de grande taille. Par exemple, le complexe de Rio Tinto au Saguenay, qui fera l'objet d'une étude de cas dans ce mémoire, est composé de 6 centrales avec un total de 42 groupes turbo-alternateurs pour une puissance installée de $3100MW$.

Le statut d'un groupe turbo-alternateur est binaire, c'est-à-dire qu'il est soit allumé soit éteint. Cela rend le problème discontinu. Par ailleurs, les centrales placées en cascade sont interconnectées spatialement car l'eau turbinée dans une centrale en amont est par la suite

turbinée dans une centrale en aval. De plus, les décisions d'opérations sont couplées dans le temps à cause de l'effet des réservoirs. En effet, de l'eau turbinée maintenant a un effet sur le niveau futur des réservoirs. Or la valeur de l'eau change dans le temps.

Certains paramètres tels que la demande en énergie ou les apports en eau provenant de la pluie ou de la fonte de neige, présentent une grande variabilité.

La Fonction de Production Hydroélectrique (FPH) qui permet de caractériser la production en fonction du débit et du volume d'eau n'a pas, en général, de propriétés remarquables en termes de concavité ou de convexité.

1.2.3 La fonction de production hydroélectrique

La puissance électrique générée par un groupe turbo-alternateur en fonction du débit turbiné et de la hauteur de chute est connue sous le nom de FPH et se formule :

$$P = \rho.g.\gamma.q.h.\eta(q,h) \tag{1.1}$$

où P est la puissance électrique produite (MW), ρ est la masse volumique de l'eau (kg/m^3), g est l'accélération gravitationnelle (m/s^2), γ est un facteur de conversion (10^{-6}), q est le débit turbiné (m^3/s), h est la hauteur de chute (m) et $\eta(q,h)$ est le rendement.

La hauteur de chute nette, h, dépend de la différence entre les niveaux amont et aval de la centrale ainsi que des pertes de charge. D'autre part, pour chaque groupe, le rendement η est une fonction du débit turbiné et de la hauteur de chute. Ces deux dernières relations sont non linéaires et n'ont pas toujours de représentation analytique [10]. Enfin, la relation entre la puissance totale générée dans une centrale et le nombre de groupes actifs est, elle aussi, non linéaire comme montrée sur la Figure 1.2.

La constante augmentation de la puissance de calcul des ordinateurs ainsi que le développement de solveurs de plus en plus performants permettent d'envisager des représentations de la FPH qui ont auparavant été écartées.

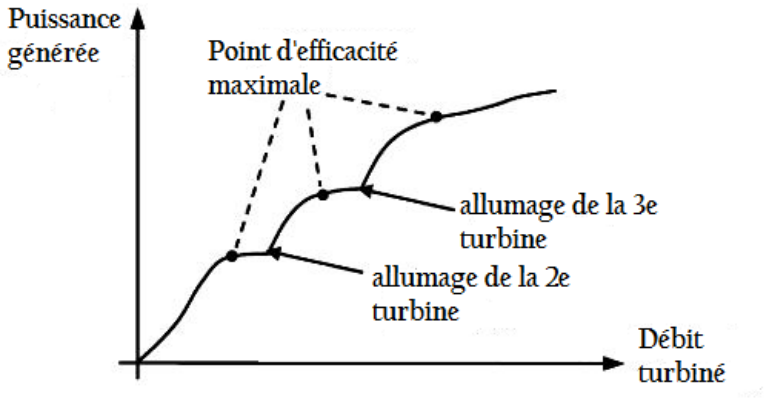


Figure 1.2 Exemple de courbe montrant l'influence du nombre de groupes actifs sur la production, adaptée de [11]

1.3 Objectifs de recherche

L'objectif de ce mémoire est d'évaluer et de caractériser (dans une certaine mesure) l'impact de la représentation de la FPH sur le problème d'ordonnancement de la maintenance dans le cas déterministe. Ce problème a pour objectif de trouver le calendrier de maintenance qui maximise les profits dus à la production hydroélectrique tout en tenant compte des contraintes de maintenance et d'opération.

En se basant sur le modèle d'ordonnancement de la maintenance développé par [12], trois approximations de la fonction de production sont étudiées :

- une approximation utilisant des hyperplans ;
- une approximation linéaire par morceaux formulée sous forme de Programme Linéaire Mixte (PLM) ;
- une approximation utilisant un polynôme.

Chacune de ces approches est appliquée à deux cas d'étude. Le premier cas d'étude se base sur un système hydroélectrique au Brésil. Le second cas d'étude porte sur un complexe hydroélectrique détenu par Rio Tinto Alcan au Saguenay-Lac-Saint-Jean au Canada.

Les résultats obtenus sont comparés en terme de génération totale d'énergie et de calendriers de maintenance.

1.4 Plan du mémoire

Ce mémoire est structuré comme suit. Le chapitre 2 présente une revue de littérature des représentations de la FPH et des modèles d'optimisation d'ordonnancement de la maintenance. Le chapitre 3 introduit brièvement l'article présenté au chapitre 4. Cet article présente deux

cas d'étude sur lesquels sont appliqués trois modèles d'optimisations ayant chacun une représentation spécifique de la FPH. Ensuite, le travail réalisé est discuté dans le chapitre 5. Enfin, le chapitre 6 présente la conclusion.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Dans la littérature, on retrouve plusieurs méthodes d'approximation de la FPH et de modélisation du problème d'ordonnancement de la maintenance de groupes turbo-alternateurs dans le contexte hydroélectrique déterministe. Ces différentes approches sont présentées dans les sections suivantes.

2.1 Représentation de la FPH dans le contexte de planification de la production à court terme

Il existe de nombreuses façons de représenter la FPH. À chaque type de représentation est associée une approche de résolution. La non-linéarité ainsi que le caractère discontinu de la FPH ont couramment été considérés dans les modèles de planification de la production hydroélectrique, ce qui est moins le cas dans les modèles d'ordonnancement de la maintenance.

Dans leur revue de littérature, Taktak et D'Ambrosio [13] font un état de l'art du problème de planification de la production hydroélectrique à court terme dans le cadre déterministe. Ce problème consiste à déterminer les débits à turbiner et les volumes d'eau à stocker pour chaque centrale à chaque période de temps dans le but de maximiser ou minimiser la fonction objectif. Ce problème peut se modéliser sous la forme [13] :

$$\max \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \lambda_{it} p_{it} \tag{2.1a}$$

$$p_{it} = \Phi(q_{it}, v_{it}) \qquad \forall t \in T,\, \forall i \in I \tag{2.1b}$$

$$v_{it} = v_{i(t-1)} + \Omega_{it} + \Delta T \left(-q_{it} + \sum_{r \in I_i^+} q_{r(t-1)} - \sum_{r \in I_i^-} q_{r(t-1)} \right) \quad \forall t \in T,\, \forall i \in I \tag{2.1c}$$

$$q_{it} \in \{Q_i^-\} \cup \{0\} \cup [\underline{Q}_i, \overline{Q}_i] \qquad \forall t \in T,\, \forall i \in I \tag{2.1d}$$

$$\underline{V}_i \leq v_{it} \leq \overline{V}_i \qquad \forall t \in T,\, \forall i \in I \tag{2.1e}$$

Où les ensembles sont :

- I : l'ensemble des centrales ou réservoirs, les indices + ou − indiquant les centrales en amont et en aval de la centrale i ;
- T : l'ensemble des périodes de temps.

Et les variables sont :

- q_{it} : le débit turbiné par la centrale i à la période t ;

— p_{it} : la puissance produite par la centrale i à la période t ;
— v_{it} : le volume du réservoir de la centrale i à la période t.

De plus, on a :

— λ_{it} : les coûts marginaux à la centrale i à la période t ;
— Φ : une fonction non concave ;
— Ω_{it} : les apports d'eau externes à la centrale i à la période t ;
— ΔT : la durée d'une période de temps en secondes ;
— $\underline{Q}_i, \overline{Q}_i$: les bornes sur le débit pour chaque centrale i ;
— Q_i^- : une borne sur le débit pour la centrale en aval de la centrale i ;
— $\underline{V}_i, \overline{V}_i$, les bornes sur le volume du réservoir de chaque centrale i.

Tel que présenté, ce modèle maximise le profit (2.1a) en respectant des contraintes concernant la puissance produite (2.1b), la conservation de la quantité d'eau (2.1c) et les bornes des variables (2.1d)-(2.1e).

Les auteurs résument les variations possibles lors de la modélisation du problème. Elles peuvent se situer au niveau :

— de la fonction objectif qui peut notamment maximiser les profits ou encore minimiser les coûts des pertes durant la production ;
— des contraintes physiques telles que l'équation de la conservation de la quantité d'eau ou encore la Fonction de Production Hydroéletrique ;
— des contraintes stratégiques telles que des cibles finales sur le niveau des réservoirs.

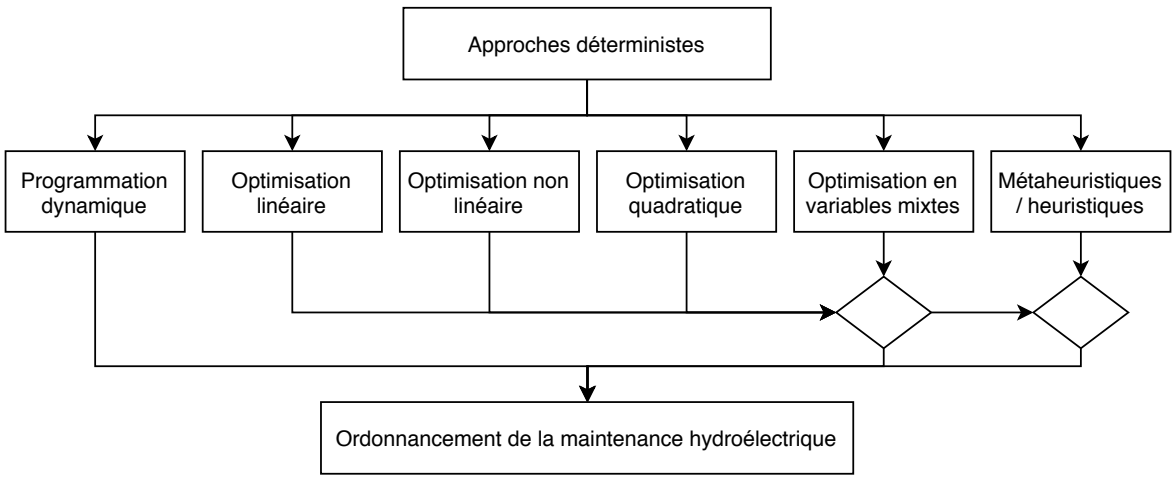


Figure 2.1 Méthodes de résolution et combinaisons possibles, adaptée de [14]

Puis, ils présentent les différentes méthodes de résolution associées à ces modèles. Ces méthodes sont résumées sur la Figure 2.1. Sur cette figure, un losange signifie que les approches

peuvent être combinées entre elles. Par exemple, une contrainte non linéaire peut être associée à un modèle en variables mixtes, c'est-à-dire dont les variables sont entières et continues, menant ainsi à une formulation non linéaire en variables mixtes.

Catalão *et al.* [15] expriment la FPH par une fonction non linéaire du débit turbiné et du volume d'eau stockée. Ces variables sont multipliées par des paramètres calculés en se basant sur les caractéristiques physiques du complexe hydroélectrique étudié. Cette formulation non linéaire permet de prendre en compte l'effet de la hauteur de chute sur l'efficacité énergétique d'une centrale à l'aide d'une seule fonction. Le problème est formulé avec une fonction objectif quadratique et un ensemble de contraintes linéaires ce qui en fait un problème d'optimisation quadratique. Toutefois, cette approche ne prend pas en compte les discontinuités dues aux restrictions opérationnelles. Dans un travail subséquent [16], le modèle de [15] est modifié afin de combler cette lacune en ajoutant des variables entières. Elles permettent de déterminer si une centrale est active ou pas et ainsi d'éviter les zones de fonctionnement interdites. Ces zones correspondent à des points de fonctionnement pouvant causer des dommages physiques aux équipements [17]. Cela devient une formulation non linéaire en variables mixtes. Ce dernier modèle relève plusieurs défis : la non-linéarité de la production par rapport à la variation de la hauteur de chute et la discontinuité due aux contraintes d'opération. Cependant, une centrale n'est généralement pas composée d'un unique groupe turbo-alternateur. De plus, la relation entre la puissance produite et le nombre de groupes actifs est, elle aussi, non linéaire. Ainsi, agréger tous les groupes turbo-alternateurs en un est une simplification importante du problème et peut être à l'origine d'écarts importants entre les solutions obtenues par les modèles d'optimisation et les politiques d'opération réelles.

Díaz *et al.* [18] utilisent une approche similaire à [16], c'est-à-dire une formulation non linéaire en variables mixtes dans laquelle les groupes turbo-alternateurs sont agrégés en un groupe équivalent. Mais dans ce cas, c'est la fonction d'efficacité de la centrale qui est une fonction quadratique. Par la suite, la FPH est exprimée sous la forme (1.1).

D'autres auteurs, toujours en travaillant avec des formulations non linéaires en variables mixtes, s'attardent à modéliser les centrales plus en détails. Séguin *et al.* [10] n'agrègent pas les groupes turbo-alternateurs d'une centrale en un groupe équivalent. Au lieu de cela, ils utilisent un concept de configuration de groupes, c'est-à-dire qu'une configuration donnée équivaut à un nombre fixe de groupes turbo-alternateurs actifs. Par exemple, si une centrale peut fonctionner à 4 ou 5 groupes actifs, elle a 2 configurations. Avec cette nuance, lorsqu'on s'approche d'un point d'opération interdit, au lieu de rendre inactive la centrale en entier comme dans l'approche de [16], on change simplement de configuration de groupes. Dans ce modèle, la FPH est représentée par des splines. Chaque spline est associée à une configuration

de groupes actifs et une centrale. Ils obtiennent ainsi une formulation non linéaire en variables mixtes. Cette approche a été développée en se basant sur un complexe hydroélectrique réel. Grâce à ces éléments, les auteurs répondent à plusieurs des difficultés intrinsèques au problème de planification de la production hydroélectrique à court terme. D'abord, la non-linéarité de la FPH est prise en compte par des splines, puis, le caractère non continu du problème est modélisé à l'aide de variables binaires et du concept de configuration de groupes actifs. Ce modèle saisit bien les contraintes physiques du complexe hydroélectrique étudié. Toutefois, le nombre de splines à générer peut être possiblement élevé. De plus, les données nécessaires pour produire les splines ne sont pas toujours aisément accessibles.

Pour représenter la FPH, il est aussi possible d'utiliser des techniques de linéarisation aboutissant à des formulations linéaires en variables mixtes [19,20]. Tong *et al.* [20] évaluent l'effet que peut avoir la linéarisation de la FPH sur la faisabilité de la solution. Ils concluent que les contraintes qui impactent le plus la faisabilité sont celles concernant les zones d'opération interdites. Une approche répandue dans le contexte hydroélectrique pour approximer la FPH est l'utilisation de fonctions linéaires par morceaux [21], [22]. Les paramètres de la fonction linéaire par morceaux peuvent être générés à l'extérieur du modèle mathématique puis être utilisés comme intrants comme c'est le cas dans les travaux de [22], [11] et [23]. Par exemple, dans [22] et [11], les auteurs approximent un nuage de points d'opération représentant la FPH à l'aide d'une enveloppe convexe générée par l'intersection d'hyperplans. De leur coté, Hjelmeland *et al.* [23] utilisent une FPH linéaire par morceaux et évaluent dans quelle mesure il est possible de réduire les détails de modélisation de la fonction de production sans impact majeur sur la solution obtenue. Ils utilisent des algorithmes gloutons afin de diminuer le nombre de segments des fonctions linéaires par morceau, puis ils appliquent un algorithme de programmation dynamique stochastique en nombres entiers. Au vu des résultats obtenus, les auteurs concluent que leur approche est plus adaptée pour des centrales dont la hauteur de chute est importante.

Il est aussi possible de formuler cette approximation sous la forme d'un problème linéaire en variables mixtes tel que dans les travaux de D'Ambrosio *et al.* [24]. Dans cet article, trois méthodes d'approximations linéaires par morceaux sont testées : la méthode à une dimension, la méthode triangulaire et la méthode rectangle. Globalement, ces trois approches approximent raisonnablement la FPH. Toutefois, celle qui offre le meilleur compromis entre la taille du modèle et la précision obtenue est la méthode rectangle.

Les systèmes hydroélectriques étudiés sont souvent composés de nombreuses centrales ce qui a pour conséquence de mener à des modèles mathématiques de taille importante. Afin de mitiger cette tendance, Diniz *et al.* [25] proposent une FPH qui agglomère plusieurs centrales

entre elles. Plus précisément, une centrale à réservoir est associée aux centrales au fil de l'eau situées en aval. Toutefois, cette approche est plus appropriée pour la planification de production à moyen, voire long terme car elle ne permet pas de gérer le statut allumé/éteint des générateurs de chaque centrale.

La plupart des travaux présentés précédemment sont réalisés dans un contexte déterministe. Pour un portrait des études sur le problème de planification de la production à court terme avec incertitudes, il est possible de se référer à la revue de littérature réalisée par Van Ackooij *et al.* [26].

Toutes ces approches servent de base au développement de modèles spécifiques au problème d'ordonnancement de la maintenance dans les centrales de production électrique.

2.2 Modèles d'ordonnancement de la maintenance

Les premiers modèles d'optimisation de la maintenance préventive datent des années soixante [5]. Depuis, beaucoup de travail a été réalisé tant au niveau de la compréhension du problème, de la modélisation mathématique, des solveurs que de la puissance de calcul.

Comme mentionné au Chapitre 1, la maintenance peut, en général, être traitée sur deux échelles. À long terme, la planification permet d'établir une liste des tâches de maintenance à réaliser et de définir les caractéristiques associées (type de tâches, durée, ...). Une fois cette liste établie, l'ordonnancement des tâches se fait à court terme et fournit un calendrier de maintenance qui prend en compte les contraintes de production.

Froger *et al.* [7] présentent une des plus récentes revues de littérature sur le problème d'ordonnancement de la maintenance dans le domaine de la production d'énergie électrique. Ils définissent deux types d'industries de production d'énergie électrique : les marchés régulés et dérégulés. Dans le premier cas, cela consiste en une compagnie ayant le monopole sur l'ensemble du système, de la production à la distribution, et régulée par le gouvernement. Tandis que dans le deuxième cas, le marché est ouvert à la compétition et donc les services sont séparés entre eux : certaines compagnies produisent l'énergie, d'autres la distribuent.

Dans le contexte de marché de l'énergie régulée, l'ordonnancement de la maintenance des générateurs peut avoir trois types de fonctions objectifs [7]. D'abord, il y a les modèles dont l'objectif est d'optimiser la fiabilité du système [27]. Puis, d'autres modèles se concentrent plutôt sur les coûts associés au système [28]. Les coûts associés à la maintenance sont généralement, le coût d'opportunité d'énergie non produite et le coût des ressources utilisées [8]. Enfin, certains modèles recherchent un compromis entre ces deux objectifs [29]. Le contexte de marché dérégulé est complètement différent. Les compagnies qui produisent et distribuent

l'énergie soumettent leurs calendriers de maintenance puis, suite à plusieurs itérations, c'est l'opérateur de système qui fixe les calendriers. Il y a donc plus de parties prenantes dont les objectifs ne coïncident pas toujours [7].

2.2.1 Modèles d'optimisation de l'ordonnancement de la maintenance des générateurs dans le secteur de la production électrique

Les modèles mathématiques d'optimisation de l'ordonnancement de la maintenance ont une forme similaire au modèle (2.1) présenté dans la Section 2.1 auquel s'ajoutent des contraintes concernant [7, 30] :

- La complétion d'une tâche, cela implique que toute tâche commencée doit être terminée sans interruption. Dans le même ordre d'idées, il peut aussi y avoir des contraintes de préséance.
- La fenêtre de temps durant laquelle une tâche peut être effectuée.
- La fiabilité, avec par exemple, le respect des capacités qui se traduit par un nombre maximum de générateurs qui peuvent être en maintenance simultanément, c'est-à-dire en arrêt, en même temps dans une même centrale.
- Les ressources disponibles notamment en main-d'oeuvre.

Par ailleurs, les paramètres directement liés à la maintenance sont typiquement : le nombre de tâches, la durée de chaque tâche et les ressources requises pour la mener à bien.

Afin de modéliser le statut d'un générateur en maintenance ou non, les auteurs utilisent dans une grande majorité des cas des variables entières, souvent binaires. Cet aspect, en plus de la taille des systèmes traités, conduit à des modèles complexes linéaires ou non linéaires en variables mixtes. Froger *et al.* [7] répertorient les méthodes de résolution existantes qui peuvent être classées en trois catégories : les méthodes exactes, les métaheuristiques et heuristiques ainsi que les approches utilisant la théorie des jeux.

Parmi les méthodes exactes, on retrouve notamment la programmation dynamique [31], l'optimisation linéaire ou non linéaire en variables mixtes associée à un algorithme de séparation et évaluation (branch-and-bound) [27, 32], la relaxation lagrangienne [33] et les méthodes de décomposition telles que la décomposition de Benders [34, 35]. Trois des principales métaheuristique utilisées sont les algorithmes d'optimisation par essaim de particules [36–39], les algorithmes génétiques [40] et les algorithmes de recuit simulé [41]. De nombreux heuristiques s'inspirent de phénomènes génétiques comme par exemple l'algorithme clonale d'El-Shark [28]. Enfin, la théorie des jeux est utilisée dans le cas des marchés d'énergie déréglementés [42, 43].

Certains auteurs travaillent sur des problématiques à cheval entre la planification de la main-

tenance préventive et conditionnelle en utilisant le concept d'heures équivalentes d'opération [32, 44]. Dans cette approche, le temps de fonctionnement d'un groupe turbo-alternateur détermine la fenêtre de temps durant laquelle il devra être en maintenance.

Dans la littérature, les types de centrales de production d'énergie électrique traités sont notamment : les centrales au charbon, au diesel, au mazout, à gaz à cycle combiné, les centrales nucléaires, hydroélectriques ou encore les parcs éoliens [41]. Globalement, dans le contexte général de centrales de production d'énergie, la contrainte sur la production est représentée par une borne plutôt qu'une fonction. La différence de comportement physique entre les différents types de centrales est peu considérée [45].

Rodríguez *et al.* [9] soulignent l'importance de prendre en compte les caractéristiques physiques d'opération d'un système de production d'énergie électrique afin de générer un calendrier de maintenance adapté.

2.2.2 Modèles d'optimisation de l'ordonnancement de la maintenance spécifiques au secteur hydroélectrique

Plusieurs auteurs étudient spécifiquement le problème d'ordonnancement de tâches de maintenance dans le secteur hydroélectrique. Kuzle *et al.* [46] proposent une formulation linéaire en variables mixtes qu'ils résolvent avec une méthode de décomposition de Benders. Ils modélisent la maintenance à l'aide de variables binaires. Dans ce travail, les auteurs intègrent les contraintes de capacité de transmission. Toutefois, ils détaillent peu la représentation de la FPH qui est simplement représentée par une variable bornée. Leur étude est réalisée dans le contexte du réseau d'énergie électrique de la Croatie qui est un marché déréglementé. Helseth *et al.* [47] travaillent eux aussi dans le contexte déréglementé. Ils utilisent une décomposition de Benders afin d'intégrer la planification de la production et l'ordonnancement de la maintenance hydroélectrique sur le long terme. Ils supposent que lorsqu'une maintenance est en cours, c'est toute la centrale qui est indisponible. Cette approche ne permet pas de traiter en détail le statut allumé/éteint des groupes turbo-alternateurs et n'est donc pas applicable pour ordonnancer la maintenance à court terme. De leur coté, Foong *et al.* [48] représentent le problème d'ordonnancement de la maintenance sous forme de graphe puis ils appliquent un algorithme de colonie de fourmis. Ici, les niveaux de production calculés se basent sur la capacité de production de chaque générateur et sur un facteur d'efficacité moyen de chaque centrale.

Une approche un peu moins courante est présentée par Guedes *et al.* [49] qui optent pour une formulation non linéaire continue. La maintenance est représentée par une variable continue qui détermine la date de début d'une tâche. La FPH est définie par une fonction non linéaire

du volume du réservoir et du débit turbiné dans laquelle des pertes de charge sont considérées. Leurs objectifs sont de minimiser la production de générateurs thermiques tout en maximisant la valeur future de l'eau des réservoirs du système. Ils résolvent le problème à l'aide d'une heuristique : l'algorithme d'évolution différentielle.

Suite à cette revue de littérature, le constat est que le problème d'ordonnancement de la maintenance à court terme est couramment étudié. Toutefois, les caractéristiques spécifiques des types de centrales de production ne sont souvent pas prises en compte. Cela entraîne des représentations très simplifiées des différentes fonctions de production. Cependant, ces caractéristiques sont plus régulièrement prises en compte lorsqu'on s'intéresse uniquement au problème de planification de la production. Deux tendances générales peuvent être mentionnées. D'abord l'utilisation courante de fonctions linéaires par morceaux pour représenter la FPH, puis l'utilisation de variables binaires afin de modéliser la maintenance. Finalement, peu de modèles ont été développés spécifiquement pour le problème d'ordonnancement de la maintenance dans le contexte hydroélectrique.

CHAPITRE 3 ASPECTS MÉTHODOLOGIQUES ET ORGANISATION DU MÉMOIRE

Le problème d'ordonnancement de la maintenance dans le cas déterministe a pour objectif de trouver le calendrier de maintenance qui maximise les profits générés par la production hydroélectrique tout en tenant compte de certaines contraintes. L'objectif de ce mémoire est d'évaluer l'impact de la représentation de la FPH sur ce problème d'ordonnancement.

3.1 Choix du modèle de départ

Le projet de recherche présenté dans ce mémoire a été initié en partenariat avec EDF et Rio Tinto Alcan, plus spécifiquement avec le service qui s'occupe de la gestion de leur complexe hydroélectrique au Saguenay-Lac-Saint-Jean. Le modèle d'optimisation de l'ordonnancement de la maintenance de Rodríguez *et al.* [12] a été utilisé comme référence, car il a été spécifiquement testé sur ce complexe hydroélectrique. Il a, par la suite, été adapté en fonction des approximations de la FPH étudiées.

Une approche déterministe a été choisie, car elle est considérée raisonnable pour une première exploration de la relation entre les décisions de maintenance et la représentation de la FPH. L'étude est réalisée sur un court horizon de temps ce qui limite l'impact de certaines sources de variabilité comme les apports d'eau. Par ailleurs, l'approche déterministe a été couramment retrouvée dans la littérature, en particulier, dans la revue de littérature sur les approches déterministes pour la planification de la production hydroélectrique publiée en 2017 par [13].

3.2 Données de références

Le cas d'étude du système hydroélectrique du Brésil présenté dans le chapitre suivant se base sur plusieurs sources de données, notamment sur des archives provenant de la bibliothèque virtuelle de la Chambre de commerce de l'énergie du Brésil [50] ainsi que sur un rapport technique du Centre de recherche sur l'énergie électrique [51].

Pour le cas d'étude du Saguenay, les données de référence ont été générées directement à l'aide du logiciel de la compagnie Rio Tinto Alcan.

3.3 Implémentation

Le pré-traitement nécessaire pour obtenir les coefficients des hyperplans, des polynômes et les coordonnées d'échantillonnage est réalisé à l'aide de MATLAB. De plus, les modèles ont été implémentés avec le langage de programmation mathématique AMPL. Ce langage a été choisi notamment pour sa facilité de prise en main, sa disponibilité et sa flexibilité. En effet, ce langage a des interfaces avec de nombreux solveurs tel que CPLEX et BARON qui sont les deux solveurs utilisés pour ce travail de recherche.

3.4 Structure de l'article

Pour atteindre l'objectif mentionné au début de ce chapitre, et basé sur le modèle d'ordonnancement de la maintenance développé par [12], trois approximations de la fonction de production sont étudiées : une approximation avec hyperplans, une approximation linéaire par morceaux formulée sous forme de PLM et une approximation utilisant une fonction polynomiale. Le chapitre suivant présente la formulation mathématique du modèle de référence ainsi que les modifications apportées. Chacune de ces approches est appliquée à deux cas d'étude : un basé sur un système hydroélectrique au Brésil et l'autre sur un complexe hydroélectrique détenu par Rio Tinto Alcan au Saguenay-Lac-Saint-Jean au Canada. Les résultats obtenus sont comparés en terme d'écart au niveau de la génération totale d'énergie et des calendriers de maintenance.

L'article est soumis à la revue International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Par ailleurs, un rapport technique a été publié dans les Cahiers du GERAD : É. Edom, M. F. Anjos, C. D'Ambrosio, W. van Ackooij, P. Côté, S. Séguin (Avril 2020). On the impact of the power production function approximation on hydropower maintenance scheduling, Rapport technique, Les Cahiers du GERAD G-2020-22, GERAD, HEC Montréal, Canada.

3.5 Structure de la suite du mémoire

Les résultats obtenus sont discutés au Chapitre 5. Pour conclure, le Chapitre 6 résume les points forts et à améliorer du travail de recherche et propose quelques pistes pour des travaux subséquents.

CHAPITRE 4 ARTICLE 1: ON THE IMPACT OF THE POWER PRODUCTION FUNCTION APPROXIMATION ON HYDROPOWER MAINTENANCE SCHEDULING

The article is submitted to the International Journal of Electrical Power and Energy Systems. In addition, a technical report was published in Les Cahiers du GERAD: É. Edom, M. F. Anjos, C. D'Ambrosio, W. van Ackooij, P. Côté, S. Séguin (April 2020). On the impact of the power production function approximation on hydropower maintenance scheduling, Rapport technique, Les Cahiers du GERAD G-2020-22, GERAD, HEC Montréal, Canada.

Authors: Éloïse Edom, Miguel F. Anjos, Wim Van Ackooij, Claudia D'Ambrosio, Pascal Côté and Sara Séguin

Abstract: Maintenance planning for hydropower plants is a crucial problem. In this paper, we evaluate the impact of the Hydropower Production Function (HPF) formulation on the maintenance scheduling. Based on an existing model for Generator Maintenance Scheduling that uses a convex hull approximation for representing the HPF, we developed two additional approximations, one that is a piecewise linear approximation and another that uses a polynomial function. Then, we compare these three approximations: first a convex hull approximation, then a piecewise linear approximation and third, a nonlinear approach using a polynomial function fitted on real data. We experiment with two test cases based on real-world hydroelectric systems. The results show that for a one-month planning horizon, depending on the approximation used, maintenance tasks can be shifted by up to 5 days, and the difference in energy production can reach 8,300 MWh.

Key words: Hydroelectricity, maintenance scheduling, hydropower production function, mixed-integer linear programming, nonlinear programming.

Nomenclature

Sets

$\mathcal{I}$ Powerhouses

$\mathcal{M}$ Maintenance tasks

$\mathcal{T}$ Planning time periods, $t \in \mathcal{T} = \{1..T\}$

$\mathcal{T}(m)$ Time periods when maintenance task m can be initiated in order to be completed within $\mathcal{T}$

$\mathcal{M}(i)$ Maintenance tasks m that should be executed in powerhouse i

$\mathcal{U}(i)$ Powerhouses upstream of powerhouse i ($\mathcal{U}(i) \subset \mathcal{I}$)

$\mathcal{K}(i,t)$ Number of generators that can be active at period t in powerhouse i

$\mathcal{H}(i,k)$ Hyperplanes for approximating the maximum power output of powerhouse i when k turbines are active

Parameters

$A(i)$ Marginal value of stored water at the end of the planning horizon for powerhouse i $[\$/hm^3]$

B_t^-, B_t^+ Prices of electricity purchase and sale respectively, at period t, $B_t^- \geq B_t^+$, $[\$/MWh]$

C_{mt} Total cost of maintenance task m started at period t [\$]

D_m Duration of maintenance task m $[day]$

E_m Earliest start time period of maintenance task m

F_{it} Lateral inflows to powerhouse i at period t $[m^3/s]$

$\bar{G}_{it}$ Limit on the number of available turbines in powerhouse i at period t $[turbines]$

L_m Latest start time period of maintenance task m

O_{it} Maximum number of turbine outages in powerhouse i at period t $[turbines]$

$\bar{P}_{ik}$ Generation capacity in powerhouse i when k turbines are active $[MWh/day]$

Q Factor for conversion from m^3/s to hm^3/day $[0.0864 \cdot s \cdot hm^3/(day \cdot m^3)]$

S_{0i} Initial stored water in reservoir of powerhouse i $[hm^3]$

$\underline{S}_i, \bar{S}_i$ Limits on stored water in reservoir of powerhouse i $[hm^3]$

$\bar{U}_i$ Maximum discharge rate in powerhouse i $[m^3/s]$

$\bar{V}_i$ Maximum water spill in powerhouse i $[m^3/s]$

$\bar{W}^+, \bar{W}^-$ Maximum electricity sale and purchase $[MWh/day]$

β_h^u Coefficient of u_{it} of hyperplane $h \in \mathcal{H}(i,k)$ for bounding the power output of powerhouse i when k generators are active $[MWh \cdot s/(m^3 \cdot day)]$

β_h^s Coefficient of s_{it} of hyperplane $h \in \mathcal{H}(i,k)$ for bounding the power output of powerhouse i when k generators are active $[MWh/(hm^3 \cdot day)]$

β_h^0 Independent term of hyperplane $h \in \mathcal{H}(i,k)$ for bounding the power output of powerhouse i when k generators are active $[MWh/day]$

Decision variables

r_{it} Number of maintenance activities in execution at powerhouse i and period t

p_{it} Estimate of the electricity production of powerhouse i during period t $[MWh/day]$

p_{itk} Estimate of the electricity production of powerhouse i during period t when k generators are active $[MWh/day]$

s_{it} Content of reservoir in powerhouse i at the end of period t $[hm^3]$

v_{it} Water spill of reservoir in powerhouse i at period t $[m^3/s]$

u_{it} Water discharge of turbines in powerhouse i at period t $[m^3/s]$

w_t^+, w_t^- Sale and purchase of electricity at period t $[MWh]$

y_{mt} Binary variable with value 1 if maintenance task m initiates at period t, 0 otherwise

z_{itk} Binary variable with value 1 if k turbines are active in powerhouse i at period t, 0 otherwise

4.1 Introduction

In hydropower systems, maintenance is a key element to ensure reliability of the system. The main decisions involved in maintenance management are when to stop or start a generator and which resources to allocate. There are three types of maintenance: corrective maintenance occurs after a generator breakdown; condition-based maintenance is carried out depending on the condition of the generator; and preventive maintenance takes place at regular intervals to reduce the risk of failure. In this paper, we focus on preventive maintenance.

In the literature, preventive maintenance scheduling in the power industry is known as the Generator Maintenance Scheduling Problem (GMSP). We are concerned with how significantly preventive maintenance decisions planned using the GMSP may be influenced by the modelling of the Hydropower Production Function (HPF).

Adequately representing the HPF is difficult in itself. Usually it is nonconcave due to the turbine efficiency and the net water head [10]. For each turbine, the general form of the HPF is:

$$P = \rho \; g \; \gamma \; u \; h \; \eta(u, h) \tag{4.1}$$

where P is the power output $[MW]$, ρ the water density $[kg/m^3]$, g the gravitational acceleration $[m/s^2]$, γ a conversion factor $[10^{-6}]$, u the water discharge $[m^3/s]$, h the net water head $[m]$ and $\eta(u, h)$ the turbine efficiency. In addition, the quantity of water available depends on the weather which causes uncertainty. Moreover, the power stations are in cascade which means they are placed one after the other as in Figure 4.1. This configuration implies a spatial and temporal interdependency.

We assume that the hydroelectric complexes of interest do not have analytic representations for the production functions of their powerhouses, as it is generally the case. The two hydroelectric power complexes in this study currently plan maintenance separately from generation scheduling. These are two different problems that are solved iteratively. Previous research considered the nonlinearity of the HPF but usually these works do not address maintenance planning. Catalão *et al.* [15] used a nonlinear function of the water discharge and water storage to approximate the power generation. Diniz and Piñeiro Maceira [11] developed an approximation of the HPF based on linear inequalities. Subsequently Diniz *et al.* [25] adapted this formulation to apply it on aggregated cascade systems for long-term planning. Séguin *et al.* [10] presented a two-stage optimization approach using smoothing splines to represent the HPF for short-term scheduling. Piecewise linear (PWL) approximations have also been proposed. Borghetti *et al.* [21] refined a PWL representation to consider many of the hydroelectric system characteristics. More recently, Hjelmeland *et al.* [23] worked on a

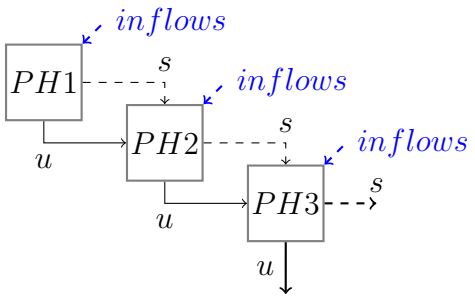


Figure 4.1 Hydroelectric complex with 3 powerhouses in cascade ($PH1, PH2, PH3$)

PWL approximation and they evaluated the impact of modelling details on the HPF. van Ackooij *et al.* [52] also used a PWL approximation in their study of unit commitment under wind uncertainty to properly capture the nonlinear behavior of the HPF.

Additional literature focused on the GMSP. Foong *et al.* [48] proposed an Ant Colony Optimization heuristic. Kuzle *et al.* [46] used a Benders decomposition with a mixed integer linear optimization formulation. The uncertainty of the power output was taken into account by Feng *et al.* [53] using fuzzy variables. These variables represent the uncertainty of inflows and generators failure. Guedes *et al.* [49] worked with a nonlinear formulation of the GMSP where only storage variables are explicit; due to the complexity of this formulation, some simplifying assumptions were made about the HPF. Sometimes the power output is considered constant e.g. in [48], while in other studies, the nonlinearity is not considered [46, 53]. All these papers use valid approximations of the HPF, but none of them evaluate the impact of the HPF on the solution obtained.

In this paper, we evaluate the impact of the HPF formulation on the maintenance scheduling. We compare three approximations: first a convex hull approximation based on the model developed by Rodriguez *et al.* [12]; second a piecewise linear approximation; third a nonlinear approach using a polynomial function fitting real data. These three models are applied to two existing hydroelectric systems, one in the southeast of Brazil and the other in the region of Saguenay-Lac-St-Jean in Canada. We compare the results in terms of power generation and maintenance schedules.

The paper is organized as follows. Firstly, the mathematical formulation of the model used is presented in Section 4.2. Section 4.3 describes the two additional approximations of the HPF that we considered. In Section 4.4, we present and discuss our computational results on the two hydroelectric systems considered. Concluding remarks are given in Section 4.5.

4.2 Mathematical Formulation

Throughout this paper, parameters are represented by uppercase and variables by lowercase.

4.2.1 Objective function

In this study, we use the model developed by [12]. This model was chosen because the convex hull approximation of the HPF that it uses has good accuracy for representing the power production function. The GMSP is formulated as maximizing the profit defined by the value of the electricity production plus the value of the stored water minus the maintenance costs.

We write this objective function as:

$$\max_{\substack{w^+,w^- \\ u,v,s, \\ r,p,y,z}} \sum_{t\in\mathcal{T}}(B_t^+ w_t^+ + B_t^- w_t^-) + \sum_{i\in\mathcal{I}}(A_i s_{iT}) - \sum_{\substack{m\in\mathcal{M}, \\ t\in\mathcal{T}(m)}} C_{mt} y_{mt}, \tag{4.2}$$

The first part of the function represents the value of the electricity corresponding to the net benefit of electricity trade: $(B_t^+ w_t^+ + B_t^- w_t^-)$, where $(B_t^+ w_t^+)$ is the revenue from electricity sales, and $(B_t^- w_t^-)$ is the cost of purchasing electricity. The value of stored water at the end of the planning horizon is given by $A_i s_{iT}$, and the cost of each maintenance m by $C_{mt} y_{mt}$.

4.2.2 Hydro constraints

The mass balance equation (4.3a) means that the difference between the water volume at the beginning of the time period and the end of the time period is equal to external inflows plus inflows coming from the upstream powerhouses minus total outflows. The energy balance equation (4.3b) defines that total energy production plus purchased energy equals total load plus energy sales.

$$s_{it} - s_{i(t-1)} = Q(F_{it} + \sum_{g\in\mathcal{U}(i)} [u_{gt} + v_{gt}] - u_{it} - v_{it}), \quad \forall\, i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}, \tag{4.3a}$$

$$\sum_{i\in\mathcal{I}} p_{it} + w_t^- = d_t + w_t^+, \qquad \forall\, t \in \mathcal{T}. \tag{4.3b}$$

Bounds are imposed on water discharges, water spills, water volumes, and electricity trade variables by (4.4a)-(4.4e).

$$0 \le u_{it} \le \bar{U}_i, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\ t \in \mathcal{T}, \tag{4.4a}$$

$$0 \le v_{it} \le \bar{V}_i, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\ t \in \mathcal{T}, \tag{4.4b}$$

$$\underline{S}_i \le s_{it} \le \bar{S}_i, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\ t \in \mathcal{T}, \tag{4.4c}$$

$$0 \le w_t^+ \le \bar{W}^+, \qquad \forall\, t \in \mathcal{T}, \tag{4.4d}$$

$$0 \le w_t^- \le \bar{W}^-, \qquad \forall\, t \in \mathcal{T}. \tag{4.4e}$$

The constraints for decision variables for production and maintenance are defined by (4.5a)-

(4.5e).

$$\sum_{k \in \mathcal{K}(i,t)} z_{itk} = 1, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\ t \in \mathcal{T}, \tag{4.5a}$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}(m)} y_{mt} = 1, \qquad \forall\, m \in \mathcal{M}, \tag{4.5b}$$

$$\sum_{\substack{m \in \mathcal{M}(i) \\ t' \in \{\mathcal{T}(m) | \\ (t - D_m + 1) \leq t' \leq t\}}} y_{mt'} = r_{it}, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\, t \in \mathcal{T}, \tag{4.5c}$$

$$0 \ \leq\ r_{it} \leq O_{it}, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\, t \in \mathcal{T}, \tag{4.5d}$$

$$r_{it} + \sum_{k \in \mathcal{K}(i,t)} k z_{itk} = \bar{G}_{it}, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\ t \in \mathcal{T}. \tag{4.5e}$$

4.2.3 Estimation of the power production

The next group of constraints concerns the power generation. This part has been modified from the reference model [12] to test the three different HPF representations. For the convex hull approximation with hyperplanes used in [12], the constraints are:

$$p_{itk} \leq \beta_h^0 + \beta_h^u u_{it} + \beta_h^s s_{it}, \quad \forall\, i \in \mathcal{I},\, t \in \mathcal{T},\, k \in \mathcal{K}(i,t),\, h \in \mathcal{H}(i,k), \tag{4.6a}$$

$$p_{itk} \leq z_{ik} \bar{P}_{ik}, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\ t \in \mathcal{T},\ k \in \mathcal{K}(i,t), \tag{4.6b}$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}(i,t)} p_{itk} = p_{it}, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\ t \in \mathcal{T}. \tag{4.6c}$$

4.3 Alternative Power Production Representations

We propose two alternative approaches to represent the HPF. The first one is based on a two-variable piecewise linear approximation method, called rectangle method, presented by [24]. We adapt it to the hydroelectricity production context. Consequently, the power generation

constraints become:

$$\sum_{f\in\mathcal{F}-1} h_{ikft} = 1, \tag{4.7a}$$

$$\alpha_{ikft} \leq h_{ik,f-1,t} + h_{ikft}, \tag{4.7b}$$

$$\sum_{f\in\mathcal{F}} \alpha_{ikft} = 1, \tag{4.7c}$$

$$u_{it} = \sum_{f\in\mathcal{F}} \alpha_{ikft} B^u_{ikf}, \tag{4.7d}$$

$$\sum_{e\in\mathcal{E}-1} \beta_{iket} = 1, \tag{4.7e}$$

$$s_{it} = \sum_{e\in\mathcal{E}-1} \beta_{iket} B^s_{ike} + \gamma_{iket}(B^s_{ik,e+1} - B^s_{ike}), \tag{4.7f}$$

$$\gamma_{iket} \leq \beta_{iket}, \tag{4.7g}$$

$$\phi_{iket} = \sum_{f\in\mathcal{F}} \alpha_{ikft} B^p_{ikef}, \tag{4.7h}$$

$$p_{itk} \leq \phi_{iket} + \gamma_{iket} K_{ikef} + M(2 - \beta_{iket} - h_{ikft}), \tag{4.7i}$$

$$p_{itk} \leq z_{ik} \bar{P}_{ik}, \tag{4.7j}$$

$$\sum_{k\in\mathcal{K}(i,t)} p_{itk} = p_{it}. \tag{4.7k}$$

where i is the index of powerhouses, k is the index of active generators configuration, e and f are the indexes of sampling points for the volume and the water discharge, and t is the index of time period. In addition, h_{ikft} and β_{iket} are binary variables that select the right interval of the approximation of the HPF; B^u_{ikf}, B^s_{ike} and B^p_{ikef} are the breakpoints for respectively the water discharge, the water volume and the power output; α_{ikft} and γ_{iket} are continuous variables; ϕ_{iket} is the estimation of the power as a function of the water discharge; K_{ikef} is a correction parameter; and M is a suitable large value.

The second alternative is a mixed integer nonlinear formulation using a polynomial function fitted to real data. This function has the form

$$\begin{aligned} f_{itk} = {} & c_1 + sc_2 + uc_3 + s^2c_4 + usc_5 + u^2c_6 + s^2uc_7 + su^2c_8 + u^3c_9 + s^2u^2c_{10} + su^3c_{11} + u^4c_{12} \\ & + s^2u^3c_{13} + u^4sc_{14} + u^5c_{15} \end{aligned}$$

where $c_1, ..., c_{15}$ are the coefficients of the polynomial; u is the water discharge; and s the

stored volume. Thus the power generation constraints are expressed as

$$p_{itk} \leq f_{itk}, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\, t \in \mathcal{T},\, k \in \mathcal{K}(i,t), \tag{4.8a}$$

$$p_{itk} \leq z_{ik}\bar{P}_{ik}, \quad \forall\, i \in \mathcal{I},\, t \in \mathcal{T},\, k \in \mathcal{K}(i,t), \tag{4.8b}$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}(i,t)} p_{itk} = p_{it}, \qquad \forall\, i \in \mathcal{I},\, t \in \mathcal{T}. \tag{4.8c}$$

4.4 Computational experiment

4.4.1 Case study

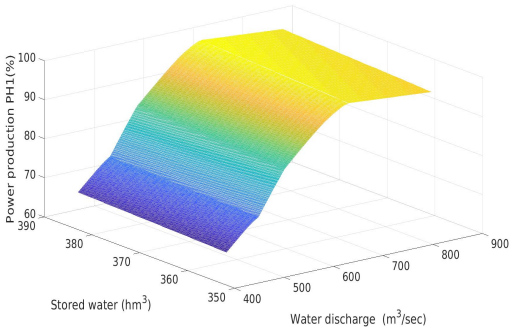
The three models are tested on two hydroelectric systems. The first one is in the south-east region of Brazil. It is composed of two hydroelectric plants: Itumbiara and Cachoeira Dourada. The second case studied consists of three hydroelectric plants on the lower part of Rio Tinto Alcan's system in Saguenay, Canada. The basic characteristics of the plants are presented in Table 4.1.

Table 4.1 Characteristics of the Brazilian and Canadian hydroelectric complexes

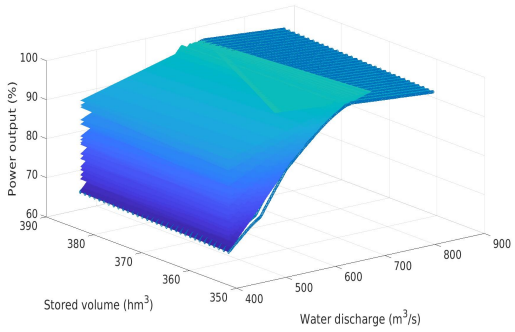
Powerhouse	Capacity (MW)	Number of generators	System type
Itumbiara	2082	6	Reservoir
Cach. Dourada	658	10	Run of river
Chute-du-Diable	205	5	Reservoir
Chute-à-la-Savane	210	5	Run of river
Isle-Maligne	402	12	Reservoir

The one-month planning horizon is partitioned into 30 time periods with each period representing one day. The models are deterministic but for the second case studied, 3 inflows scenarios are tested.

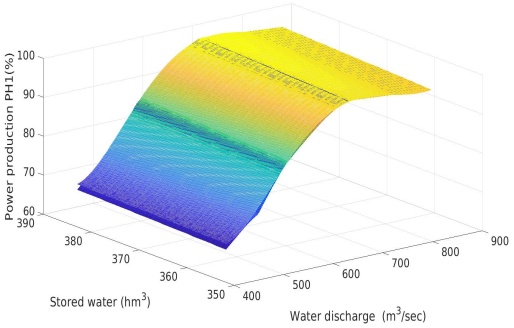
As mentioned earlier, the systems studied do not have an analytical representation of their power production function. Currently, Rio Tinto Alcan uses a dynamic programming algorithm to compute specific points of the HPF [10]. The overall HPF can be approximated using a tight grid of points in the plane defined by water discharge and stored volume, with respectively steps of $0.5m^3/s$ and $1hm^3$, and applying the dynamic programming algorithm at each point. A similar procedure was used for the Brazilian hydroelectric complex. This grid approach serves as baseline to evaluate the convex hull, piecewise linear and fitted polynomial approximations.



(a) Real data for PH1



(b) 20 Hyperplanes for PH1



(c) Polynomial of degree 5 for PH1

Figure 4.2 Case Saguenay: Power production (MW) plotted depending on water discharge (m^3/s) and stored volume (hm^3), for 4 active generators

Figure 4.2a shows the real data plotted using the tight grid for the Saguenay hydroelectric complex. Figure 4.2b and 4.2c show the hyperplanes from the convex hull approximation and the polynomial function. The piecewise linear approximation is computed directly in the optimization model. We considered five breakpoints. The load and the purchased electricity are fixed at zero. In addition, to allow the comparison between the models, the same target water volume is fixed at the end of the time horizon in order to ensure that the total amount of turbined water is the same from a model to another. The solution time is consistently of the order of a few minutes regardless of the HPF approximation used. Consequently CPU time is not among our criteria for comparison.

To be able to compare the results, we first use the optimization models to compute water discharge, stored volume, and maintenance schedules. These values are then used as inputs for a program using the baseline data to compute the power output.

4.4.2 Results and discussion

Table 4.2 shows maintenance parameters of the 6 tasks of PH1 from the Brazilian case. The last two columns represent the boundaries between which the tasks can begin. The duration of each task is given as a number of time periods. Maintenance schedules and power output are presented in Figure 4.3, 4.4, 4.5 and 4.6. For the Brazilian case, the results shown correspond to a high inflows scenario based on historical data of December (high rainfall season) and 13 maintenance tasks. For the Saguenay case, the results are for a low inflows scenario and 20 maintenance tasks. The maintenance schedules are presented using Gantt charts where the black rectangles are the maintenance tasks and each vertical separation equals one time period.

Table 4.2 Example of Parameters for Maintenance Tasks (MT)

			Time window	
Powerhouse	Maintenance task	Duration (d)	Earliest	Latest
PH1	MT1	5	1	6
	MT2	3	5	9
	MT3	3	9	14
	MT4	3	13	18
	MT5	4	17	20
	MT6	2	21	26

The last lines of Table 4.3 and Table 4.4 present the gap, in percentage, between the objective value computed by the optimization models and the baseline data (with inputs of water volume and water discharge from the optimization models). For the Brazilian system the results are shown for 13 maintenance tasks, while for the Saguenay system the results are for three inflow scenarios and two sets of maintenance parameters, the first set having 10 maintenance tasks and the second one having 20. In addition, the first two lines of Table 4.3 and Table 4.5 show the energy generated by the optimization models and by the real data for the 13 MT and 20 MT cases respectively. Table 4.6 shows the profit difference when the maintenance schedule of an approximation is imposed as maintenance schedule for the two other approximations.

Table 4.3 Case Southeast Brazil: Energy produced (MWh) for 13 maintenance tasks

	Conv. Hull	Piecewise Lin.	Polynomial
From optimization	1907849.4	1881410.2	1892179.3
From real data	1883598.1	1855485.5	1896586.7
Gap (%)	1.287	-0.232	1.397

In Tables 4.3 and 4.4, one can observe that the gaps between the objective values computed

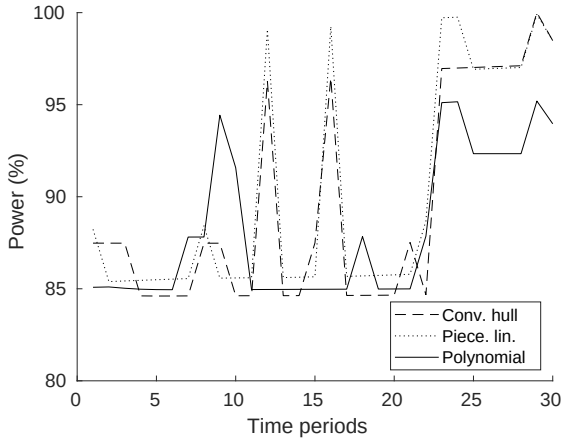


Figure 4.3 Case Southeast Brazil: Total power production (%)

from the optimization models and from the real data are significant. A negative gap means that production is underestimated by the approximation of the HPF while a positive gap means that production is overestimated. These differences are of up to 1.5%, and at the average price of energy in North American market can represent more than $400,000 for one month. This is equivalent to 8,300 MWh which is approximately the annual production of a wind turbine of $4MW$ with an average capacity factor of 24%.

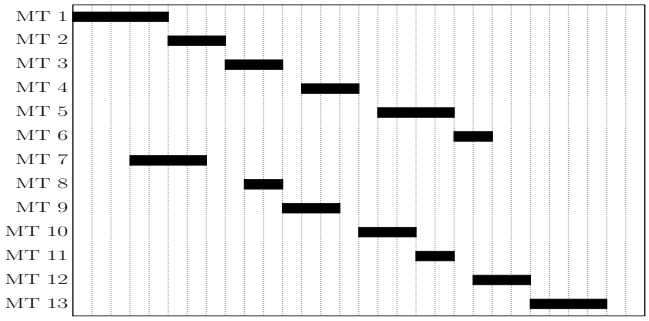
Table 4.4 Case Saguenay: Profit difference (%) for 10 and 20 maintenance tasks

	Conv. Hull			Piecewise Lin.			Polynomial		
Inflows scenario	High	Med.	Low	High	Med.	Low	High	Med.	Low
Obj. value, 10MT	0.346	0.500	0.187	-0.881	-1.057	-1.474	-0.722	-0.238	-1.088
Obj. value, 20MT	0.215	0.259	0.093	0.114	-0.017	-1.462	0.565	0.529	-0.766

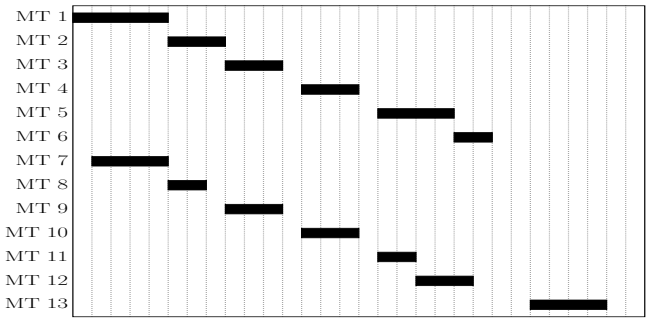
Table 4.5 Case Saguenay: Energy produced (MWh) for 20 maintenance tasks

	Conv. Hull			Piecewise Lin.			Polynomial		
Inflows scenario	High	Med.	Low	High	Med.	Low	High	Med.	Low
From optimization	589782.2	589684.8	573708.6	580835.4	577354.7	559229.1	586026.0	585884.9	566662.0
From real data	588515.6	588160.8	573173.5	580176.1	577451.6	567528.9	582733.3	582800.0	571035.1

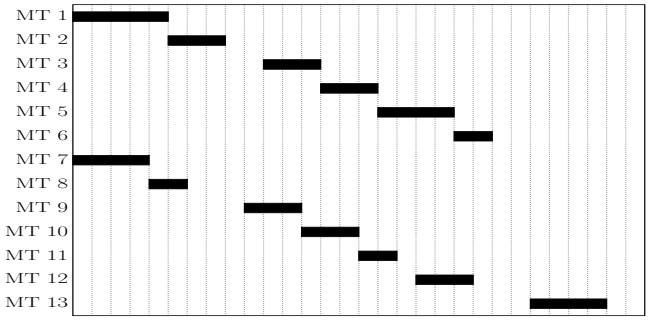
For the Brazilian case, the largest gap (1.397%) is given by the polynomial approximation, and the smallest (0.232%) by the piecewise approximation. For the Canadian case, the largest gaps (up to 1.474%) are observed for the piecewise linear approximation, and the smallest (0.093%) for the convex hull approximation. Table 4.4 shows that when there are 20 MT, the gaps are lower. This makes sense because the more tasks there are to schedule, the less flexibility there is. Thus, there is less possibility that the maintenance decisions will



(a) Convex hull approximation



(b) Piecewise linear approximation



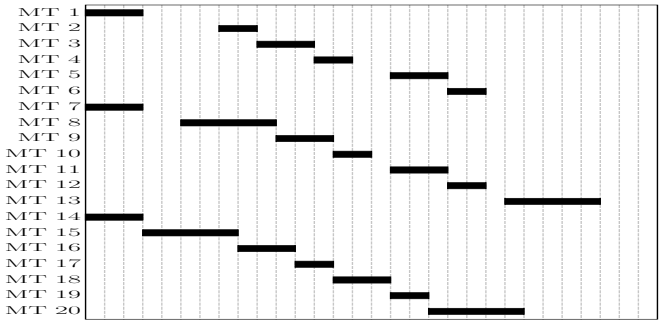
(c) Fitted polynomial approximation

Figure 4.4 Case Southeast Brazil: Maintenance planning for 30 time periods, 13 maintenance tasks, 6 for PH1, 7 for PH2

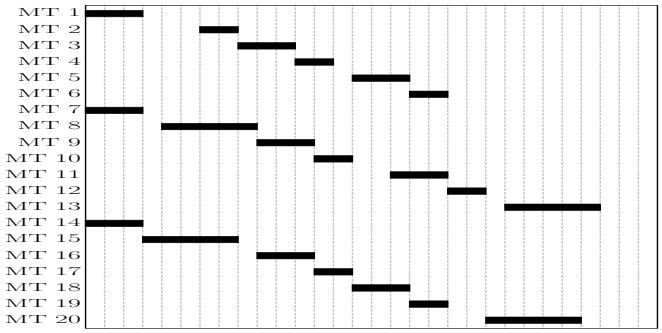
differ depending on the approximation used. Occasionally, we can still observe important differences, e.g., Figure 4.6 shows a big difference between the power output of the polynomial approximation and the two other ones at the beginning of the time periods. This can be understood from Figure 4.5 where we see that two maintenance tasks start later for the polynomial approximation so more power can be generated during this period. As shown in Figure 4.4 and 4.5, between two approximations, the start of a maintenance task can be shifted by up to 5 time periods for the Brazilian case and 3 time periods for the Saguenay case.

By imposing the maintenance schedule obtained from the convex hull model to the other two

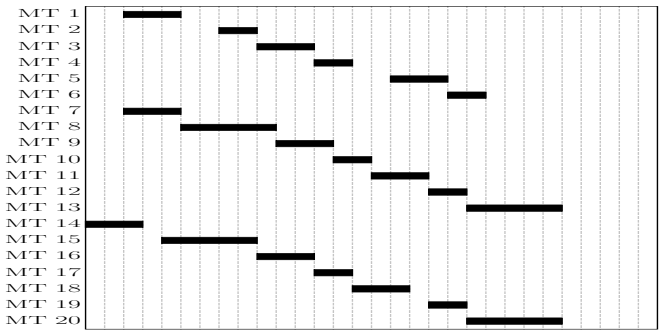
models for the Saguenay system, we can see in Table 4.6 that there are non-negligible gaps. It is also the case when imposing the maintenance schedule obtained from the piecewise linear model or from the polynomial one. Thus, for the same maintenance schedule, the quantities of energy produced computed by the three approximations of the HPF are different from each other.



(a) Convex hull approximation



(b) Piecewise linear approximation



(c) Fitted polynomial approximation

Figure 4.5 Case Saguenay: Maintenance planning for low inflows, 30 time periods, 20 maintenance tasks, 6 for PH1, 7 for PH2 and 7 for PH3

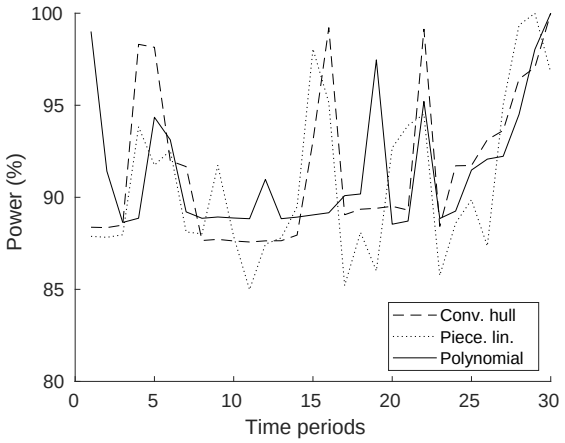


Figure 4.6 Case Saguenay: Total power production (%) for low inflows scenario, 20 maintenance task

Table 4.6 Case Saguenay: Profit gap (%) when maintenance schedule is exchanged, for low inflows scenario and 20 maintenance tasks

Maint. sched. from	Conv. Hull	Piecewise Lin.	Polynomial
Conv. Hull	0	-0.200	0.436
Piecewise Lin.	0.315	0	0.818
Polynomial	-0.429	0.638	0

4.4.3 Operational considerations

We performed an additional experiment for the Saguenay case study. In the previous section, the results shown are based directly on the real data produced by the dynamic programming algorithm. But in practice, as mentioned by [54], due to mechanical aspects such as vibration or loss of efficiency, the operators avoid certain restricted zones.

Thus, in some hydroelectric complexes, the basic data used is actually an upper envelope of the surface of the real data. This does not change the nonlinear behaviour of the HPF. Figure 4.7 represents this operational data for the same powerhouse and the same turbine configuration as in Figure 4.2a. The same experiments as in Section 4.4.2 have been conducted. The results are shown in Table 4.7.

When comparing Table 4.4 with Table 4.7, one can see that the orders of magnitude of the gaps are similar. In that case, the polynomial is the approximation that gives the most accurate estimation of the power with a minimum gap of 0.010% for the medium inflows scenario, while the convex hull approximation gives the largest gaps. Looking at the beginning of the time horizon, Figure 4.8 shows that the model using the convex hull approximation schedules two maintenance tasks at the same time, while there are three tasks for the piecewise

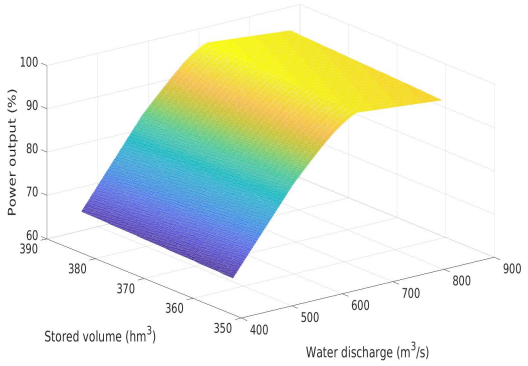


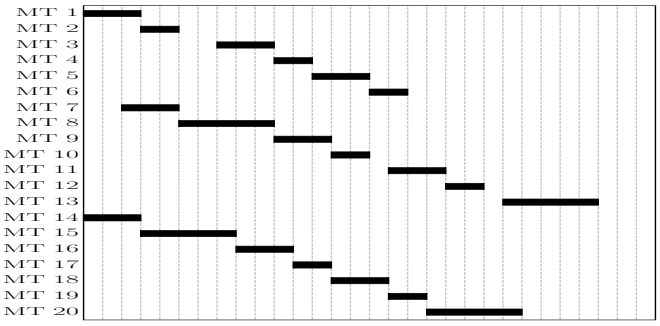
Figure 4.7 Case Saguenay, operational data: Power for PH1, with 4 active turbines out of 5

Table 4.7 Case Saguenay, operational data: Profit difference (%) for 10 and 20 maintenance tasks

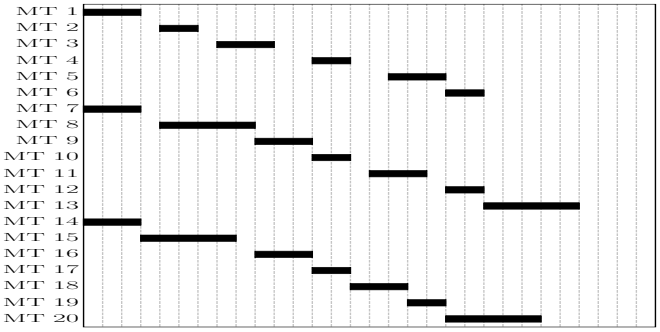
	Conv. Hull			Piecewise Lin.			Polynomial		
Inflows scenario	High	Med.	Low	High	Med.	Low	High	Med.	Low
Obj. value, 10MT	0.460	0.489	0.204	-0.311	-0.326	-0.289	0.117	0.010	0.080
Obj. value, 20MT	0.541	0.777	1.371	-0.221	-0.291	-0.481	-0.140	0.617	-0.721

linear approximation and only one for the model using the polynomial. This behaviour is clearly observable in Figure 4.9, showing the total power generated.

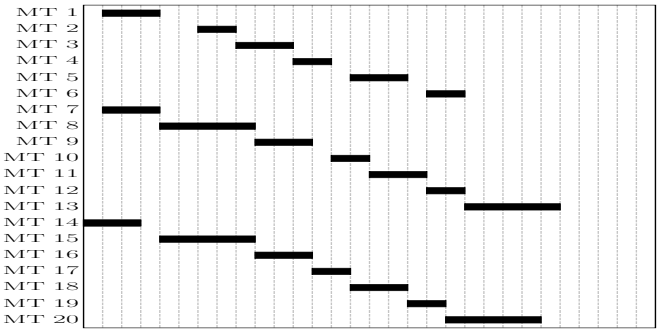
From these experiments based on the real data and the operational data, one observes that none of the approximations always estimates the power generated better than the others. The choice will depend on the needs. The first two approximations are linear which is well supported by current solvers, but, as shown in Table 4.8, the number of variables for the piecewise linear approximation is more than 5 times the one using the convex hull approximation. For very large hydroelectric complexes with many powerhouses, this aspect can become very restrictive. However, to be implemented, the piecewise linear approximation needs less initial information about the HPF and less pretreatment than the convex hull and polynomial approximations. The non-linearity of the third approximation can make it difficult to reach global optimality. Small size cases are easily solved but it is harder for larger ones.



(a) Convex hull approximation



(b) Piecewise linear approximation



(c) Fitted polynomial approximation

Figure 4.8 Case Saguenay, operational data: Maintenance planning for 30 time periods, 20 maintenance tasks, 6 for PH1, 7 for PH2 and 7 for PH3

Table 4.8 Size of the models

	Model	Variables	Constraints
Case Brazil	Conv. Hull	584	2748
	Piecewise Lin.	2984	4921
	Polynomial	584	1273
Case Saguenay	Conv. Hull	848	3908
	Piecewise Lin.	4508	7841
	Polynomial	848	2210

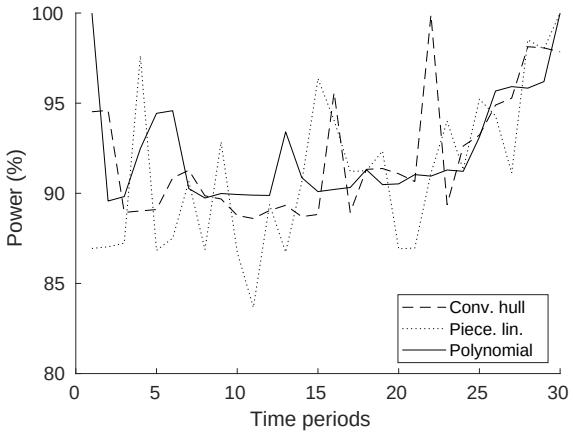


Figure 4.9 Case Saguenay, operational data: Total power production (%) for low inflows scenario

4.5 Conclusion

The aim of the study is to explore the impact on maintenance scheduling from the choice of approximation of the power production function in hydroelectric generation. Based on an existing model for the Generator Maintenance Scheduling Problem, we considered two alternative models. The model used as starting point approximates the Hydropower Production Function using the convex hull whereas the first alternative model uses piecewise linear approximation and the second one uses a polynomial function. We compare the impact of the choice of approximation on the maintenance schedules for two real cases: a hydroelectric system from southeast Brazil and one from Saguenay in Canada. In the Saguenay case, we experimented with two sets of data, one produced directly by a dynamic programming algorithm that evaluates the power generated, and the second produced by taking a concave envelope of the first set (and thus better represents practical operational conditions). The results show for a one-month planning horizon, some maintenance tasks can be shifted by up to 5 days depending on which approximation is used. The impact is most significant when the number of maintenance tasks to be scheduled is small. In terms of energy produced, the difference between the baseline data and the optimization models can reach 8,300 MWh for the month. Each of the three approaches has advantages, and the model based on the convex hull approximation offers the best compromise between the size and complexity of the optimization problem to be solved and the deviation from the reference data. Future work will look into characterizing additional variables and parameters that influence the outcomes of maintenance scheduling for hydroelectric generators. These characterizations will help select the most suitable option for the hydropower production function depending on the operational needs.

Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Acknowledgment

This project is supported by a public grant as part of the Investissement d'avenir project, reference ANR-11-LABX-0056-LMH, LabEx LMH (Labex Mathmatiques Hadamard). This research benefited from the support of the FMJH Program PGMO and from the support of EDF.

Credit authorship contribution statement

Éloïse Edom: Investigation, Methodology, Validation, Software, Writing. **Miguel F. Anjos**: Methodology, Writing - review & editing, Supervision. **Claudia D'Ambrosio**: Writing - review & editing, Supervision. **Wim van Ackooij**: Writing - review & editing, Supervision. **Pascal Côté**: Methodology, Writing - review & editing, Supervision. **Sara Séguin**: Writing - review & editing

CHAPITRE 5 DISCUSSION GÉNÉRALE

Ce chapitre a pour but de discuter des résultats obtenus.

Au cours de ce travail de recherche, trois approximations de la FPH ont été testées afin d'évaluer leur impact sur l'optimisation de l'ordonnancement des tâches de maintenance de groupes turbo-alternateurs. Les valeurs de plusieurs paramètres ont été variées, notamment celles du nombre de tâches à ordonnancer ou encore du niveau d'apport d'eau considéré. Il n'y a pas de tendance clairement visible due à un paramètre ou un autre.

Globalement, l'écart entre l'énergie produite réelle et estimée est inférieur à 1.5% quelle que soit l'approximation. Cela indique que les trois méthodes représentent plutôt bien la FPH réelle. Toutefois, malgré de petites variations au niveau de l'énergie produite, les calendriers de maintenance diffèrent de manière non négligeable d'une méthode à l'autre. Le décalage entre une même tâche de maintenance peut aller jusqu'à 5 jours. Dans un contexte opérationnel, 5 jours peuvent représenter un changement important dans l'horaire des équipes de travail. Une des différences principales entre les méthodes se situe au niveau de la taille

Tableau 5.1 Nombre de variables binaires

	Modèle	Total variables	Variables bin.
Cas Brésil	Hyperplans	584	175
	Lin. par morceaux	2984	1075
	Polynômes	584	175
Cas Saguenay	Hyperplans	848	250
	Lin. par morceaux	4508	1630
	Polynômes	848	250

du problème d'optimisation. En effet, on remarque dans les Tableaux 4.8 et 5.1 que pour des données identiques, l'approximation par hyperplans a le même nombre de variables binaires que l'approximation polynomiale mais a plus du double des contraintes tandis que l'approximation linéaire par morceaux a plus de 6 fois le nombre de variables binaires des deux autres méthodes. Étant donnée la taille des problèmes étudiés, 2 à 3 centrales avec 5 à 12 générateurs chacune, cette différence n'a pas eu d'impact majeur. Toutefois, la méthode avec hyperplans est la plus rapide, on parle en moyenne d'1 minute de calcul. Ensuite la méthode avec les polynômes et celle avec les fonctions linéaires par morceaux prennent entre 5 et 15 minutes en terme de temps de calcul. Il est probable que cela devienne une source de difficultés dans le cas de systèmes de plus grande taille.

CHAPITRE 6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

6.1 Synthèse des travaux

La maintenance des générateurs est nécessaire pour être en mesure de produire de l'électricité sur le long terme. Toutefois, les modèles mathématiques traitant le problème d'ordonnancement des tâches de maintenance sont complexes et les caractéristiques spécifiques des centrales de production hydroélectriques sont souvent simplifiées. L'objectif de ce mémoire est d'évaluer l'impact de la représentation de la FPH sur ce problème d'ordonnancement dans un contexte déterministe à court terme. Dans cette optique, trois représentations de la FPH ont été testées sur deux études de cas. La première approximation étudiée utilise des hyperplans, la seconde se base sur une fonction linéaire par morceaux formulée comme un PLM, et enfin la troisième utilise un polynôme. Les résultats montrent que les calendriers de maintenance sont impactés de manière non négligeable. La différence concernant les décisions de maintenance cause des écarts au niveau de l'énergie produite pouvant aller jusqu'à l'équivalent de la production annuelle d'une éolienne de $4MW$.

6.2 Limitations de l'étude

Les conclusions de ce travail sont tirées à partir des deux études de cas présentées. Pour les renforcer, il serait pertinent de tester plus de systèmes de centrales hydroélectriques. Toutefois, il est très difficile d'avoir accès aux caractéristiques détaillées de ces centrales.

La performance en temps de calcul n'a pas été considérée dans ce travail. Cependant, c'est un aspect important qui a une grande influence quand vient le temps de choisir une méthode de résolution.

6.3 Améliorations futures

En réponse à la deuxième limitation exposée précédemment, une étude permettant d'estimer et de caractériser le temps de calcul de chaque approche pourrait être réalisée. Cela compléterait l'information disponible et faciliterait le choix de la méthode appropriée en fonction du contexte d'utilisation.

Par ailleurs, pour affiner davantage la robustesse des modèles d'optimisation pour l'ordonnancement de la maintenance, il est possible d'y ajouter une dimension stochastique. En effet, les apports d'eau ou encore les prix de l'électricité dans les marchés dérégulés peuvent

influencer la politique de gestion des complexes hydroélectriques. Il serait intéressant d'étudier les effets de la prise en compte de ces incertitudes sur les décisions de maintenance en fonction des approximations de la FPH utilisées.

RÉFÉRENCES

[1] Régie de l'énergie du Canada. (2019) Profils énergétiques des provinces et territoires - Canada. [En ligne]. Disponible : https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/cda-fra.html

[2] ——. (2019) Profils énergétiques des provinces et territoires - Québec. [En ligne]. Disponible : https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/qc-fra.html

[3] Energies hydrauliques. (2019) Modes d'exploitation. [En ligne]. Disponible : http://energies-hydrauliques.e-monsite.com/pages/modes-d-exploitation.html

[4] K. Demeester, "Méthodes numériques appliquées à la programmation dynamique stochastique pour la gestion d'un système hydroélectrique," mémoire de maîtrise, Polytechnique Montréal, 2017.

[5] R. Dekker, "Applications of maintenance optimization models : a review and analysis," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 51, n°. 3, p. 229 – 240, 1996. [En ligne]. Disponible : http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0951832095000763

[6] M. Ben-Daya et S. O. Duffuaa, "Overview of maintenance modeling areas," dans *Maintenance, Modeling and Optimization*, M. Ben-Daya, S. O. Duffuaa et A. Raouf, édit. Boston, MA : Springer US, 2000, p. 3–35.

[7] A. Froger, M. Gendreau, J. E. Mendoza, É. Pinson et L. M. Rousseau, "Maintenance scheduling in the electricity industry : A literature review," *European Journal of Operational Research*, vol. 251, n°. 3, p. 695–706, 2016. [En ligne]. Disponible : www.elsevier.com/locate/ejor

[8] G. Budai, R. Dekker et R. P. Nicolai, *Maintenance and Production : A Review of Planning Models*. London : Springer London, 2008, p. 321–344. [En ligne]. Disponible : https://doi.org/10.1007/978-1-84800-011-7_13

[9] J. Andrés Rodríguez Sarasty, "Mixed-integer programming approaches for hydropower generator maintenance scheduling," thèse de doctorat, Polytechnique Montreal, 2018.

[10] S. Séguin, P. Côté et C. Audet, "Self-Scheduling Short-Term Unit Commitment and Loading Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n°. 1, p. 133–142, jan 2016.

[11] A. L. Diniz et M. E. P. Maceira, "A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n°. 3, p. 1298–1308, 2008.

[12] J. A. Rodríguez, M. F. Anjos, P. Côté et G. Desaulniers, “MILP formulations for generator maintenance scheduling in hydropower systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, nº. 6, p. 6171–6180, nov 2018.

[13] R. Taktak et C. D’Ambrosio, “An overview on mathematical programming approaches for the deterministic unit commitment problem in hydro valleys,” *Energy Systems*, vol. 8, nº. 1, p. 57–79, feb 2017. [En ligne]. Disponible : http://link.springer.com/10.1007/s12667-015-0189-x

[14] G. J. Osorio, J. C. Matias et J. P. Catalao, “A review of short-term hydro scheduling tools,” dans *48th International Universities’ Power Engineering Conference (UPEC)*. IEEE, Dublin, 2013, p. 1–6.

[15] J. P. S. Catalão, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes et L. A. F. M. Ferreira, “Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems : A nonlinear approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº. 1, p. 337–346, 2009.

[16] J. P. Catalão, H. M. Pousinho et V. M. Mendes, “Mixed-integer nonlinear approach for the optimal scheduling of a head-dependent hydro chain,” *Electric Power Systems Research*, vol. 80, nº. 8, p. 935–942, 2010.

[17] A. Fritsch et D. Maria, “Comportement dynamique d’une turbine Francis à charge partielle. Comparaison modèle-prototype,” *La Houille Blanche*, nº. 3, 1988. [En ligne]. Disponible : https://doi.org/10.1051/lhb/1988023

[18] F. J. Díaz, J. Contreras, J. I. Muñoz et D. Pozo, “Optimal scheduling of a price-taker cascaded reservoir system in a pool-based electricity market,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº. 2, p. 604–615, 2011.

[19] X. L. Ge, L. Z. Zhang, J. Shu et N. F. Xu, “Short-term hydropower optimal scheduling considering the optimization of water time delay,” *Electric Power Systems Research*, vol. 110, p. 188–197, 2014.

[20] B. Tong, Q. Zhai et X. Guan, “An MILP based formulation for short-term hydro generation scheduling with analysis of the linearization effects on solution feasibility,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº. 4, p. 3588–3599, 2013.

[21] A. Borghetti, C. D’Ambrosio, A. Lodi et S. Martello, “An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº. 3, p. 1115–1124, 2008.

[22] T. N. Dos Santos et A. L. Diniz, “A comparison of static and dynamic models for hydro production in generation scheduling problems,” dans *IEEE PES General Meeting, PES 2010*. IEEE, 2010, p. 1–5.

[23] M. N. Hjelmeland, A. Helseth et M. Korpås, "Impact of modelling details on the generation function for a norwegian hydropower producer," dans *Journal of Physics : Conference Series*, vol. 1042, n°. 1. IOP Publishing, 2018, p. 012010.

[24] C. D'Ambrosio, A. Lodi et S. Martello, "Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models," *Operations Research Letters*, vol. 38, n°. 1, p. 39–46, 2010.

[25] A. L. Diniz, A. L. Saboia et R. M. Andrade, "An exact multi-plant hydro power production function for mid/long term hydrothermal coordination," dans *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, June 2016, p. 1–7.

[26] W. van Ackooij, I. Danti Lopez, A. Frangioni, F. Lacalandra et M. Tahanan, "Large-scale unit commitment under uncertainty : an updated literature survey," *Annals of Operations Research*, vol. 271, n°. 1, p. 11–85, dec 2018.

[27] S. Perez-Canto et J. C. Rubio-Romero, "A model for the preventive maintenance scheduling of power plants including wind farms," *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 119, p. 67–75, 2013.

[28] M. Y. El-Sharkh, "Clonal selection algorithm for power generators maintenance scheduling," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 57, p. 73–78, 2014.

[29] L. Muñoz Moro et A. Ramos, "Goal programming approach to maintenance scheduling of generating units in large scale power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, n°. 3, p. 1021–1028, Aug 1999.

[30] I. El-Amin, "Electrical generator maintenance scheduling," dans *Maintenance, Modeling and Optimization*, M. Ben-Daya, S. O. Duffuaa et A. Raouf, édit. Boston, MA : Springer US, 2000, p. 55–80.

[31] S. J. Huang, "A genetic-evolved fuzzy system for maintenance scheduling of generating units," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 20, n°. 3, p. 191–195, 1998.

[32] J. Kim et Z. W. Geem, "Optimal scheduling for maintenance period of generating units using a hybrid scatter-genetic algorithm," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, n°. 1, p. 22–30, 2015.

[33] L. Wu, M. Shahidehpour et T. Li, "Genco's risk-based maintenance outage scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n°. 1, p. 127–136, Feb 2008.

[34] S. P. Canto, "Application of Benders' decomposition to power plant preventive maintenance scheduling," *European Journal of Operational Research*, vol. 184, n°. 2, p. 759–777, 2008.

[35] E. L. Da Silva, M. T. Schilling et M. C. Rafael, "Generation maintenance scheduling considering transmission constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, n°. 2, p. 838–843, 2000.

[36] Y. Yare et G. K. Venayagamoorthy, "Optimal maintenance scheduling of generators using multiple swarms-MDPSO framework," *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 23, n°. 6, p. 895–910, 2010.

[37] G. Giftson Samuel et C. Christober Asir Rajan, "Hybrid : Particle Swarm Optimization-Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization-Shuffled Frog Leaping Algorithm for long-term generator maintenance scheduling," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 65, p. 432–442, 2015.

[38] U. E. Ekpenyong, J. Zhang et X. Xia, "An improved robust model for generator maintenance scheduling," *Electric Power Systems Research*, vol. 92, p. 29–36, 2012.

[39] K. Suresh et N. Kumarappan, "Particle swarm optimization based generation maintenance scheduling using probabilistic approach," dans *Procedia Engineering*, vol. 30, 2012, p. 1146–1154.

[40] A. Volkanovski, B. Mavko, T. Boševski, A. Čauševski et M. Čepin, "Genetic algorithm optimisation of the maintenance scheduling of generating units in a power system," *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 93, n°. 6, p. 779–789, 2008.

[41] J. T. Saraiva, M. L. Pereira, V. T. Mendes et J. C. Sousa, "A Simulated Annealing based approach to solve the generator maintenance scheduling problem," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, n°. 7, p. 1283–1291, 2011.

[42] P. Mazidi, Y. Tohidi, A. Ramos et M. A. Sanz-Bobi, "Profit-maximization generation maintenance scheduling through bi-level programming," *European Journal of Operational Research*, vol. 264, n°. 3, p. 1045–1057, 2018.

[43] A. Bozorgi, M. M. Pedram et G. R. Yousefi, "Unit Maintenance Scheduling : A robust model, based on fuzzy cost factors and peak loads," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 79, p. 142–149, 2016.

[44] M. Fattahi, M. Mahootchi, H. Mosadegh et F. Fallahi, "A new approach for maintenance scheduling of generating units in electrical power systems based on their operational hours," *Computers and Operations Research*, vol. 50, p. 61–79, 2014.

[45] S. Han, H. Kim, S. Lee et W. Kim, "Optimization of generator maintenance scheduling with consideration on the equivalent operation hours," *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 11, n°. 2, p. 338–346, mar 2016.

[46] I. Kuzle, H. Pandžic et M. Brezovec, "Hydro generating units maintenance scheduling using benders decomposition," *Tehnicki Vjesnik*, vol. 17, n°. 2, p. 145–152, 2010.

[47] A. Helseth, M. Fodstad et B. Mo, "Optimal hydropower maintenance scheduling in liberalized markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n°. 6, p. 6989–6998, Nov 2018.

[48] W. K. Foong, A. R. Simpson, H. R. Maier et S. Stolp, "Ant colony optimization for power plant maintenance scheduling optimization-a five-station hydropower system," *Annals of Operations Research*, vol. 159, n°. 1, p. 433–450, 2008.

[49] L. S. M. Guedes, D. A. G. Vieira, A. C. Lisboa et R. R. Saldanha, "A continuous compact model for cascaded hydro-power generation and preventive maintenance scheduling," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 73, p. 702–710, 2015.

[50] Câmara de Comercialização de Energia, "CCEE - Biblioteca virtual - Encontre documentos relacionados a CCEE," 2015. [En ligne]. Disponible : https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual

[51] D. D. J. Penna, C. V. Vasconcellos, M. I. Almeida Ennes, A. L. Diniz et M. E. P. Maceiral, "Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados - NEWAVE, Manual do Usuarioá," Eletrobras, Cepel, Rapport technique, 2013.

[52] W. van Ackooij, E. C. Finardi et G. M. Ramalho, "An exact solution method for the hydrothermal unit commitment under wind power uncertainty with joint probability constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n°. 6, p. 6487–6500, Nov 2018.

[53] Y. Feng, P. Li et H. Wang, "Hydro-thermal generator maintenance scheduling accommodating both randomness and fuzziness," dans *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*. IEEE, Weihai, July 2011, p. 734–741.

[54] Q. Zhai, X. Guan et F. Gao, "A Necessary and Sufficient Condition for Obtaining Feasible Solution to Hydro Power Scheduling with Multiple Operating Zones," dans *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. IEEE, June 2007, p. 1–7. [En ligne]. Disponible : http://ieeexplore.ieee.org/document/4275839/