

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
Contexte industriel	1
Maintenance	3
Opération	4
 CHAPITRE 1 ÉTAT DE L'ART	 7
1.1 Planification de la maintenance	7
1.2 Unit Commitment	11
1.2.1 Système hydraulique	13
1.2.1.1 Hydraulic Unit Commitment	14
1.2.1.2 Gestion des réservoirs	16
1.2.2 Synthèse des modèles	18
1.3 Planification conjointe	19
1.4 Résumé du Chapitre 1	21
 CHAPITRE 2 HYPOTHÈSES ET MÉTHODOLOGIE	 23
2.1 Contraintes du système	23
2.2 Approche par simulation	25
2.3 Système considéré	27
2.3.1 Structure	27
2.3.1.1 Cas particuliers	29
2.3.2 Demande et contraintes électriques	29
2.3.3 Apports naturels et contraintes hydrauliques	31
2.4 Métriques et états évalués	36
2.4.1 Phénomène de dégradation : fatigue et cavitation	37
2.4.2 Production	38
2.4.3 Réalisme	40
2.5 Étapes de résolution	41
2.6 Résumé des hypothèses de travail et de l'approche proposée	43
 CHAPITRE 3 VALIDATION DU MODÈLE DE SIMULATION PAR RÉOLUTIONS HUC SUCCESSIVES	 45
3.1 Simulation par résolutions séquentielles	45
3.2 Caractère non déterministe de la simulation	46
3.2.1 Écarts de simulation	47
3.2.2 Précision de la résolution	49
3.3 Résumé des choix de paramètres de résolution	51

CHAPITRE 4 OPÉRATION DIRIGÉE PAR DES CONSIDÉRATIONS OPÉRATIONNELLES.....	53
4.1 Introduction.....	53
4.2 Considérations opérationnelles courantes.....	53
4.3 Simulation du comportement du réseau en fonction de l'ordre d'engagement	54
4.4 Résultats et discussion	55
4.4.1 Mesures globales.....	55
4.4.2 Rivières	57
4.4.3 Centrales	60
4.4.4 Conclusion de l'expérience.....	62
CHAPITRE 5 OPÉRATION DIRIGÉE PAR LES MODÈLES DE DÉGRADATION	65
5.1 Introduction.....	65
5.2 Choix opérationnels dirigés par les modèles de dégradation.....	65
5.3 Expérience.....	68
5.3.1 Marge sur une unité	69
5.3.1.1 Unité de la centrale la plus utilisée dans la simulation de référence.....	70
5.3.1.2 Unité de la centrale la moins utilisée dans la simulation de référence.....	73
5.3.1.3 L'unité ordinaire	74
5.3.2 Marge sur un groupe d'unités	77
5.4 Discussion.....	80
CHAPITRE 6 OPTIMISATION DE L'OPÉRATION EN FONCTION DE LA MAINTENANCE	83
6.1 Introduction.....	83
6.2 Hypothèses.....	84
6.2.1 Modèles de maintenance.....	84
6.2.1.1 Maintenance déterministe à durée fixe	84
6.2.1.2 Maintenance déterministe à durée variable.....	85
6.2.2 Défaillances imprévues.....	85
6.2.3 Modélisation retenue pour la maintenance	87
6.3 Plan de maintenance	87
6.4 Discussion.....	87
CONCLUSION	91
RECOMMANDATIONS	95
Perspectives.....	95
Pour les objectifs corporatifs	95
Pour le développement du simulateur.....	96
Pour l'optimisation de l'opération en fonction de la maintenance	97
Épilogue	97
ANNEXE I LISTE DES PARAMÈTRES DE MODÉLISATION	99

ANNEXE II VALEURS CARACTÉRISTIQUES DES MESURES.....	103
ANNEXE III EXPÉRIENCES PRINCIPALES	105
ANNEXE IV INFLUENCE DU NOMBRE D'UNITÉS CIBLÉE DANS LES GROUPES	109
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	113

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Méthodes de résolution appliquées au problème de planification de maintenance10
Tableau 1.2	Méthodes et temps de résolution appliquées au UC18
Tableau 1.3	Méthodes résolution appliquées au problème conjoint d'opération et maintenance20
Tableau 3.1	Mesure de déviation de la réalité (simulations identiques).....48
Tableau 3.2	Mesures globales de production et de dégradation (simulations identiques).....48
Tableau 3.3	Mesure de dégradation par rivières (simulations identiques)49
Tableau 3.4	Mesure de déviation de la réalité avec différents temps de résolution50
Tableau 3.5	Mesures globales de production et dégradation avec différents temps de résolution.....51
Tableau 4.1	Mesure de validité de la simulation pour EF et EL55
Tableau 4.2	Mesure de dégradation global sur le réseau pour EF et EL56
Tableau 4.3	Mesure de dégradation par rivière sur le réseau pour EF et EL.....57
Tableau 4.4	Mesure de dégradation par centrale sur les rivières D, G et H pour EF et EL.....60
Tableau 5.1	Noms et objectifs des simulations III à X.....67
Tableau 5.2	Mesures de déviation à la réalité (Simulations III-X).....68
Tableau 5.3	Mesure de dégradation globale sur le réseau (Simulations III-X)69
Tableau 5.4	Mesures de dégradation par centrale (simulations III, VII).....71
Tableau 5.5	Mesure de dégradation pour la centrale PG3 (Simulations III, VII).....72
Tableau 5.6	Mesures de dégradation par centrale (Simulation IV, VIII)73
Tableau 5.7	Mesure de dégradation pour la centrale PE4a (Simulations IV, VIII).....74
Tableau 5.8	Mesures de dégradation par centrale (Simulation V, IX)75

XVIII

Tableau 5.9	Mesure de dégradation pour la centrale PG2b (Simulations V, IX)	76
Tableau 5.10	Mesure de dégradation pour les unités ciblées dans les Simulations VI et X.....	78
Tableau 5.11	Mesures de dégradation par centrale (Simulation VI, X)	79
Tableau 5.12	Mesure de dégradation pour la centrale PG4 (Simulations VI, X)	80
Tableau 6.1	Proposition de plan de maintenance	88
Tableau A II-1	Valeurs significatives des mesures de validité opérationnelle.....	103
Tableau A II-2	Valeurs significatives des mesures de dégradation.....	104
Tableau A III-1	Résumé des expériences	105
Tableau A III-2	Résumé des mesures pour les principales expériences	106
Tableau A IV-1	Temps d'opération des groupes ciblés dans les simulations VI, VI-b, X et X-b.....	109
Tableau A IV-2	Mesures de dégradation par centrale (simulations VI-b et X-b).....	110
Tableau A IV-3	Mesures de dégradation sur PG4 dans les simulations VI-b et X-b	111

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Organisation du marché dérégulé nord-américain.....	2
Figure 2.1	Architecture proposée du simulateur	26
Figure 2.2	Organisation du réseau.....	28
Figure 2.3	Profil de demande globale sur le réseau.....	31
Figure 2.4	Apports naturels par réservoirs	32
Figure 2.5	Satisfaction de la demande sans contraintes saisonnières sur les réservoirs.....	33
Figure 2.6	Niveaux finaux des réservoirs, sans contraintes saisonnières sur les niveaux.....	34
Figure 2.7	Profil des cibles de niveau des réservoirs	35
Figure 4.1	Volumes finaux des réservoirs pour EF et EL	59
Figure 4.2	Répartition des démarrages et temps d'opération dans les centrales des rivières D, G et H.....	62
Figure 5.1	Schéma de répartition des unités au sein d'une centrale.....	66
Figure 5.2	Perte de marge de temps opérationnel par centrale et par ordre	81
Figure 6.1	Profil de temps opérationnel cumulé désiré.....	86

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

DISCO	Compagnie de Distribution
GENCO	Compagnie de Génération
HUC	<i>Hydro-Unit Commitment Problem</i>
ISO	Opérateur Système Indépendant
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MINLP	<i>Mixed Integer Non-Linear Programming</i>
O&M	Opération et Maintenance
TRANSCO	Compagnie de Transport
UC	<i>Unit Commitment Problem</i>

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

Ω_X		Ensemble des ensembles d'éléments de X
$\mathcal{T}$		Ensemble des instants considérés
t		Indice préféré pour les instants.
$\mathcal{A}$		Ensemble des aires de demande
t_{final}		Dernier instant considéré
t_0		Premier instant considéré
a		Indice préféré pour les aires de demande
D_a	MW	Demande électrique dans l'aire de demande a .
$L_{a,a',t}$	MW	Puissance transférée entre les aires de demande a et a' à l'instant t .
$\mathcal{R}$		Ensemble des réservoirs
r		Indice préférentiel pour les réservoirs
$v_{r,t}$	m^3	Volume du réservoir r à l'instant t .
$N_{r,t}$	$m^3 \cdot h^{-1}$	Apports naturels dans le réservoir r à l'instant t .
$\underline{V}_r$	m^3	Volume d'eau minimal atteignable dans le réservoir r .
$\overline{V}_r$	m^3	Volume d'eau maximal atteignable dans le réservoir r .
$\mathcal{P}$		Ensemble des centrales électriques
p		Indice préféré pour les centrales
Σ_a^P		Ensemble des centrales dans l'aire de demande a .
I_r^+		Ensemble des centrales hydro-électriques dont l'eau turbinée et déversée aboutie dans le réservoir r .
I_r^-		Ensemble des centrales hydro-électriques dont l'eau turbinée et déversée vient de réservoir r .
$w_{p,t}$	$m^3 \cdot h^{-1}$	Volume déversé sans production par la centrale p .
$\Delta t_{p,r}$	h	Temps de propagation de l'eau entre l'instant de son déversement à la centrale p et celui de son entrée dans le volume considéré du réservoir r .
$q_{p,t}^P$	$m^3 \cdot h^{-1}$	Débit total turbiné et déversé dans la centrale p à l'instant t .
$P_{p,t}^P$	MW	Puissance générée par la centrale p à l'instant t .
$\mathcal{U}$		Ensemble des unités de production électrique
u		Indice préféré pour les unités de production
Σ_p^U		Ensemble des unités de production de la centrale p .

σ_u		État de l'unité de production u . Si elle est éteinte 0, sinon 1.
$P_{u,t}$	MW	Puissance générée par l'unité u à l'instant t .
$\delta_{\sigma_u}^+$		Nombre de démarrages (passage de l'arrêt à la marche) pour l'unité u .
P_u^{opt}	MW	Puissance de l'unité u à son point optimal de fonctionnement.
ϕ_u	$m^3 \cdot h^{-1} \rightarrow MW$	Puissance générée par l'unité u en fonction d'un débit.
$\Delta P_{u,t}^{opt}$	MW	Écart de puissance entre la puissance générée au point optimal de fonctionnement et la puissance effective générée pour l'unité u à l'instant t .
$q_{u,t}$	$m^3 \cdot h^{-1}$	Débit turbiné par l'unité u à l'instant t .

INTRODUCTION

Contexte industriel

Au Québec, la production d'électricité, responsabilité d'Hydro-Québec, est principalement issue de l'hydro-électricité. L'augmentation de la demande ainsi que la présence du marché américain ont entraîné l'extension du parc hydro-électrique ces 50 dernières années. Cependant, il existe des limites à l'extension d'un parc de production hydro-électrique (facteurs géographiques, quantité de ressources, etc.). Pour cette raison, aujourd'hui, la marge de fonctionnement se réduit et la gestion adaptée de la maintenance devient critique.

En effet, toute intervention de maintenance sur des turbines hydro-électriques (y compris les inspections) impose une durée minimale d'indisponibilité. Ces durées peuvent varier de quelques jours (pour certaines opérations d'inspection) à plusieurs années (jusqu'à 2 ans pour un remplacement en réponse à une défaillance majeure imprévue), ou jusqu'à plusieurs mois si l'on considère simplement les opérations planifiées (6 mois pour le remplacement d'une turbine précommandée). Ces délais et la différence entre ceux induits par une opération planifiée et une opération imprévue expliquent les objectifs divergents de la planification de maintenance : la réduction du nombre d'interventions, mais un nombre suffisant d'interventions pour éviter les défaillances imprévues.

Par ailleurs, les turbines hydro-électriques, en raison de leur spécificité, sont en réalité des *cas uniques*. Le type de turbine, sa position au sein de la centrale, la spécificité de cette centrale et même les conditions d'utilisation effective de la turbine (niveau de chute, débit, terrain...) font qu'il n'y a pas deux turbines identiques, même en considérant celles où des composantes sont remplacées en conservant la même conception. Cet état de fait rend la modélisation de l'état de dégradation d'une turbine complexe et difficile à valider.

Afin de pouvoir vendre de l'énergie sur le marché des États-Unis, Hydro-Québec doit se conformer à l'organisation du marché imposé par ces derniers. Dans cette organisation, ainsi que montré dans la Figure 1.1, il existe principalement 4 acteurs qui doivent être indépendants pour une question d'ouverture à la concurrence. La Compagnie de Génération (GENCO) est responsable de la production effective de l'électricité (répartition sur les équipements) ainsi que de la maintenance des équipements. Il est contraint dans sa planification opérationnelle par la Compagnie de Transport de l'Énergie (TRANSCO), qui lui alloue une certaine capacité de transfert d'énergie entre les différentes zones de production et de consommation, et par la Compagnie de Distribution (DISCO), qui lui impose le niveau de production électrique (la quantité vendue). La présence d'une autorité indépendante, l'Opérateur Indépendant du Système (ISO) permet de réguler le système pour s'assurer de sa stabilité.

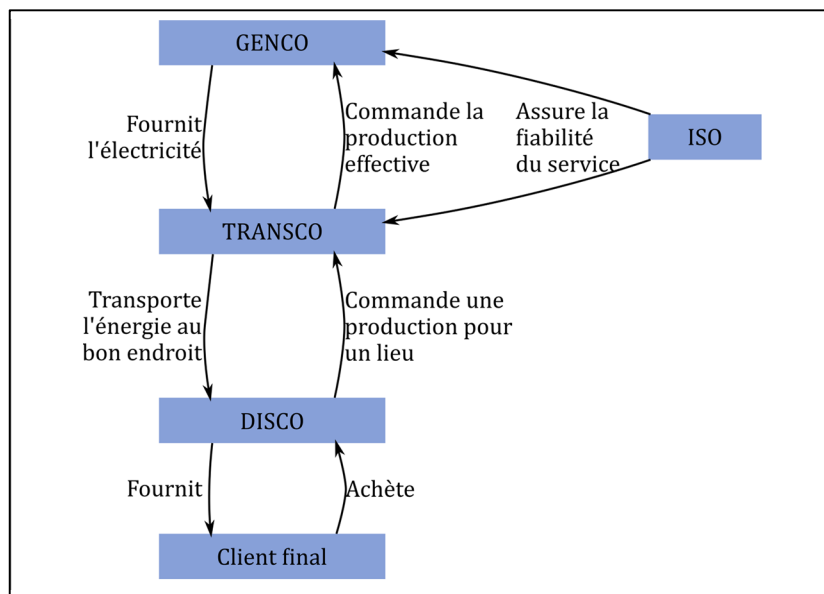


Figure 1.1 Organisation du marché dérégulé nord-américain

Cette organisation introduit certaines complexités dues aux horizons considérés. En effet, la planification de la maintenance s'effectue sur de longs horizons (supérieurs à 6 ans) tandis que l'opération est planifiée sur des horizons relativement courts (36 h). À ce titre, il est possible que la planification « *myope* » de l'opération dégrade certains équipements plus rapidement

que la planification de maintenance ne l'avait envisagé, ou au contraire que la maintenance prévue d'un équipement ne soit pas nécessaire compte tenu de l'utilisation (endommagement) qui en a été faite.

Afin de réduire les coûts liés à ces deux constatations, nous proposons dans cette thèse d'étudier la pertinence d'une planification opérationnelle prenant en considération les impacts de longue durée sur la dégradation des équipements afin d'optimiser les coûts de maintenance. Soit de répondre à la question, *comment adapter la politique d'utilisation des turbines hydro-électriques à leurs besoins de maintenance dans le cadre d'une production électrique à grande échelle*? Le terme « grande échelle » désigne le cas d'un réseau hydraulique à morphologie complexe tel que le réseau actuel d'Hydro-Québec (62 centrales hydro-électriques, 668 barrages, 98 ouvrages régulateurs, 27 grands réservoirs concentrés dans 13 des 430 bassins versants que compte le Québec, dont le fleuve Saint-Laurent et les rivières aux Outardes, Betsiamites, des Outaouais, La Grande, Manicouagan et Saint-Maurice).

Maintenance

La maintenance est le processus mis en place afin de garder les équipements (ici les turbines) en (bon) état de fonctionnement. Chez Hydro-Québec, les maintenances sur la roue de la turbine sont effectuées de manière systématique avec un intervalle maximal de 6 ans. La durée de vie d'une turbine est estimée entre 50 et 60 ans.

Deux phénomènes sont pris en considération dans la politique de maintenance d'Hydro-Québec. Tout d'abord, un équipement dégradé, bien que toujours fonctionnel, aura un rendement moindre (énergie produite par rapport à la quantité d'eau consommée). Ensuite, le remplacement d'un équipement est excessivement coûteux, en temps (6 mois pour un remplacement planifié à 2 ans pour un remplacement imprévu) comme en argent (environ 50 millions de dollars par roue de turbine). Finalement, les réparations sur une roue de turbine dégradée ne sont pas toujours parfaites. Les soudures, par exemple, introduisent des défauts qui sont des points de vulnérabilité pour la fissuration.

La nécessité d'éviter les remplacements imprévus et le coût du matériel dictent une maintenance préventive des équipements. Cependant, les parcs électriques grandissent généralement par à-coups et les nouvelles unités génératrices arrivent en même temps en service. D'un point de vue pratique, le remplacement de ces unités, en fin de vie, ne peut pas être simultané. Cela impliquerait une réduction de la capacité de production inacceptable dans le domaine de la production électrique. Pour cette raison, on va vouloir étaler dans le temps ces remplacements, et ainsi, les unités jugées comme proches de leur date prévue de remplacement deviennent donc moins importantes à maintenir en bon état. Au contraire, on veut les utiliser le plus possibles afin de ne pas gaspiller un remplacement sur une turbine en bon état, et de préserver le plus possible l'état des autres turbines dont le remplacement est plus distant dans le futur, afin d'augmenter la marge de capacité dans le futur.

On peut constater que ces critères de maintenance ont, dans certains cas, peu à voir avec les critères strictement opérationnels tels que le rendement.

Opération

La gestion des opérations d'un parc hydro-électrique est un grand défi. Il faut prendre en compte de multiples informations. Le principe d'une production hydro-électrique est de profiter d'un barrage pour retenir l'eau et d'utiliser cette ressource au moment seulement où l'on requiert de l'électricité. Cependant, les centrales hydro-électriques ne sont pas des systèmes isolés. Il en existe généralement plusieurs sur une même rivière et leurs déversements affectent donc l'état de toutes les centrales en aval. De plus, des considérations écologiques imposent des limites quant à la quantité d'eau qui doit être turbinée et force aussi un débit minimal au barrage pour éviter les inondations et les sécheresses.

Le niveau des réservoirs est aussi modifié par les apports naturels. Les ruissèlements des hauteurs autour participent en majeure partie au renouvellement de la ressource. Ces ruissèlements ont une saisonnalité, ce qui rend l'opération du parc hydro-électrique elle-même saisonnière. Particulièrement, la fonte des neiges remplit brusquement les réservoirs dans une période où l'usage domestique de l'électricité se réduit fortement.

D'une façon globale, et dans un souci de productivité, la plupart du temps, les turbines au meilleur rendement hydraulique (quantité d'eau utilisée par rapport à la quantité d'électricité produite) sont utilisées en priorité. Cela permet à Hydro-Québec de rentabiliser au mieux sa ressource. Cependant, ainsi que nous allons le voir dans cette thèse, cette stratégie a quelques inconvénients.

Notamment, l'opération d'un parc au mieux de son rendement peut provoquer des déversements dans les périodes où les apports naturels sont les plus élevés.

On s'intéresse au cours de cette thèse à l'effet de stratégie opérationnelle alternatives afin d'améliorer l'opération vis-à-vis de ses effets sur la dégradation des machines et donc de la pertinence de la maintenance prévue.

CHAPITRE 1

ÉTAT DE L'ART

1.1 Planification de la maintenance

La maintenance d'un système de production (ici électrique, mais d'une façon générale) se répartit principalement en deux types : la maintenance corrective et la maintenance préventive qui peut être systématique ou conditionnelle (Froger *et al.* 2016).

La maintenance corrective consiste à *réagir* a posteriori à la défaillance afin de la corriger. La maintenance préventive consiste à *estimer le délai* avant l'apparition d'un tel état et à effectuer la maintenance de façon à ce que celui-ci *n'apparaisse pas*. On pourrait croire, à l'aune de ces définitions, que la maintenance préventive devrait toujours être choisie par rapport à une maintenance corrective. Dans la pratique, les incertitudes génèrent inévitablement des maintenances correctives que l'on veut minimiser. De plus, des considérations économiques (faible coût de remplacement, par exemple) ou physiques (coût d'inspection rédhibitoire) peuvent rendre la réponse à cette question moins évidente. Dans notre cas, le remplacement des équipements est une opération coûteuse, particulièrement en temps, relativement à une inspection. De plus, la durée de vie des équipements est relativement longue, la dégradation est lente et la correction de cette dégradation peut être applicable tôt dans le processus de dégradation. Pour toutes ces raisons technico-économiques, on s'intéresse plus à une maintenance préventive qu'à une maintenance corrective.

Dans le contexte spécifique de la production électrique, plusieurs modèles ont été proposés pour l'optimisation de la planification de maintenance, à la fois pour des systèmes avec monopole (centralisés) et avec concurrence (dérégulés). Ces modèles se concentrent sur divers aspects et objectifs de la maintenance. Particulièrement dans l'organisation dérégulée, l'opérateur système indépendant (ISO) est principalement intéressé par la fiabilité (et la pérennité) du réseau et la satisfaction de la demande comme évoquée par Froger *et al.* (Froger

et al. 2016). Tandis que le GENCO s'intéresse à la maximisation des profits, à la minimisation des coûts ou à celle de la perte de potentiel de production (Chen *et al.* 2008).

Dès 2005, Conejo *et al.* (Conejo *et al.* 2005) s'intéressent à la coordination entre les deux entités et proposent une procédure itérative où après la comparaison de la proposition des GENCOs avec sa propre solution de fiabilité, l'ISO propose des incitations pour chaque période en fonction du niveau de satisfaction de son critère de fiabilité. Les GENCOs proposent alors un nouveau plan qui optimise leur profit en fonction des nouveaux coûts. La procédure est répétée jusqu'à l'obtention d'un plan acceptable pour l'ISO.

Dans la poursuite de l'étude de la relation entre les deux entités, Lindner *et al.* (Lindner *et al.* 2018) modélisent le problème de maintenance de façon à exprimer à la fois les coûts de production et la marge de fiabilité. Ils extraient ensuite le front de Pareto représentant le compromis entre ces deux critères. Ils rappellent la conclusion d'un article précédent de Mukerji *et al.* (Mukerji *et al.* 1991) : les coûts de *maintenance* d'un système avec une plus grande marge de fiabilité ont tendance à être plus faibles.

Pour chacun des acteurs, il existe aussi des modèles différents pour la qualification des coûts. Par exemple, Badri *et al.* (Badri *et al.* 2012) intègrent la fiabilité des lignes de transmission et la gestion des équipes de maintenance dans leur modèle. Dahal *et al.* (Dahal *et al.* 2015) proposent une modélisation des coûts de maintenance pour le GENCO en se basant sur les coûts de maintenance (directs, indirects ou opportunistes) en fonction de l'état du générateur et intègrent un modèle des coûts sur la réputation du GENCO.

Han *et al.* (Han *et al.* 2016) mettent l'accent sur l'influence du temps d'opération effectif sur le modèle des coûts. Cependant, ils utilisent une fonction d'approximation de ce temps opérationnel, car le calcul exact a été jugé trop coûteux.

Eygelaar *et al.* (Eygelaar *et al.* 2018) influencent la résolution de cette planification en prenant en compte une considération importante de la production : on préfère utiliser les unités les plus

productrices en premier. Ils pondèrent donc la fonction des coûts de maintenance en fonction de la puissance de l'unité.

Ces multiples modèles, d'une façon générale de plus en plus complexes, sont résolus dans des temps divers. Rodriguez *et al.* (Rodriguez *et al.* 2018) proposent une analyse des temps de convergence pour la résolution de plusieurs formulations d'un modèle de planification de la maintenance. Les temps impliqués restent conséquents (environ 30 minutes pour un modèle de seulement 40 unités) et ils concluent que des méthodes plus efficaces doivent être développées afin de considérer des systèmes réels, plus importants et intégrant plus d'aspects dans le modèle.

Pour chacun des acteurs et des modèles, des méthodes de résolutions, parfois multiples, ont été proposées. Elles se basent principalement sur de la résolution d'un programme linéaire mixte (MILP) ou des décompositions de Benders (Froger *et al.* 2016). Des algorithmes génétiques ou heuristiques ont aussi été utilisés pour les résoudre. Par exemple, Mohanta *et al.* (Mohanta *et al.* 2007) proposent une méthode par Algorithme Génétique (Genetic Algorithm – GA) et Recuit Simulé (Simulated Annealing – SA). Chen *et al.* proposent une variation de SA, PRSA (*Parallel-Refined SA*). Lakshminarayanan et Kaur (Lakshminarayanan and Kaur 2018) utilisent une recherche du Coucou (*Cuckoo Search*). Ces dernières méthodes (heuristiques) sont appliquées pour leur propriété d'évitement des minima locaux et présentent statistiquement des temps de convergence plus courts.

Le Tableau 1.1 rassemble, dans un ordre chronologique, les principales contributions citées précédemment. On a spécifié, pour chacune, la méthode de modélisation et de résolution ainsi que l'acteur ou les acteurs (dans un marché dérégulé) intervenant ou visés dans les choix de modélisation.

Tableau 1.1 Méthodes de résolution appliquées au problème de planification de maintenance

Référence	Acteur	Méthode de résolution	Notes
Conejo 2005	GENCO, ISO	MILP	Procédure de planification itérative. Garantit un équilibre entre stabilité et rentabilité du réseau.
Mohanta 2007	ISO	GA/SA	Planification sur 5 ans, à la semaine (250 périodes). Fiabilité modélisée par la LOLP.
Chen 2008	GENCO	PRSA	Étude de cas pour l'algorithme de résolution. Améliore l'évitement des optima locaux.
Badri 2012	-	MILP	Introduction des critères de fiabilité sur les lignes dans le modèle ainsi que des équipes de maintenance.
Dahal 2015	GENCO	-	Analyse de sensibilité à la modélisation de la fonction de coût.
Han 2016	GENCO	-	Prends en compte le temps d'opération (par modèle approximatif).
Eygelaar 2018	ISO	MILP	Pondération de l'importance du coût de maintenance en fonction de la puissance de l'unité
Lakshminarayanan 2018	GENCO	Cuckoo search/ Relaxation lagrangienne	Nouvelle méthode de résolution heuristique.
Lindner 2018	GENCO, ISO	SA/DMOSA	Pas d'opposition forte entre un coût faible d'opération et une fiabilité élevée du réseau.
Rodriguez 2018	-	MILP	Temps de calcul en fonction de la complexité du modèle.

Comme évoqué, ces problèmes restent complexes et font intervenir, pour des modèles de taille intermédiaire, de nombreuses variables impliquant de longues périodes de résolution. Par exemple, dans leur étude, lorsque Rodriguez *et al.* considèrent un système de moins de

50 groupes avec une planification de maintenance prévue pour un horizon d'un mois, le temps de résolution maximal est de l'ordre de la demi-heure (Rodriguez *et al.* 2018).

De plus, ces résolutions imposent plusieurs suppositions (Badri *et al.* 2012):

- L'horizon de planification est, généralement, d'une année à deux années, à l'exception notable de l'étude pour une centrale thermique proposée par Mohanta *et al.*, qui effectuent cette planification sur 5 ans ;
- Les générateurs sur lesquels on doit intervenir sont connus ;
- Tous les générateurs sélectionnés pour une intervention devront la subir dans l'intervalle considéré.

Ces hypothèses sont restrictives dans le cas d'un réseau hydro-électrique. En effet, les interventions de remplacements sont prévues dans un intervalle de 6 ans, il peut être intéressant de faire une intervention opportuniste sur un groupe qui n'était pas prévue pour une maintenance lors du plan initial. De plus, l'utilisation effective des générateurs dans cette période peut réduire l'urgence d'une maintenance.

1.2 Unit Commitment

Exprimée simplement, la résolution du problème de *Unit Commitment* (UC) consiste à apporter une réponse à la question : *quelle unité productrice doit-on démarrer, et à quel moment, pour satisfaire la demande de production ?* C'est une préoccupation majeure du GENCO, mais aussi, dans une moindre mesure, du TRANSCO (en effet, ce dernier doit adapter son réseau de transport aux possibilités du GENCO pour la production).

Il s'agit d'un problème complexe qui est étudié depuis longtemps. Dès 1990, Sheble (Sheble 1990) propose déjà une amélioration sur un algorithme de résolution pour le cas d'une centrale thermique. Le sujet est toujours l'objet d'une recherche intense (des centaines d'articles par ans dans des revues reconnues). Cette recherche trouve ses racines dans le fait qu'il s'agit tout d'abord d'un aspect économique majeur, car il traite de l'optimisation des profits obtenus par

l'opération d'un réseau électrique. La deuxième raison de cet intérêt continu est la variété de déclinaisons de ce problème en fonction du détail et du système considéré.

Dans leur récente revue de la littérature, Van Ackooij *et al.* (van Ackooij *et al.* 2018) proposent une formulation générique de l'UC, reprise dans l'équation (1.1). Il s'agit d'un problème de minimisation d'une fonction objectif f , avec pour variable de décision le vecteur x qui est scindé en sous-vecteurs, un pour chaque unité considérée. Chaque sous-vecteur regroupe les décisions individuelles et instantanées pour chacune des unités.

$$\min_{x \in X_1 \cap X_2} f(x) \quad (1.1)$$

Les décisions individuelles pour les unités génératrices sont généralement constituées de **décisions d'engagement** et de **décisions de puissance** ou d'une autre grandeur reliée à la puissance générée par l'unité. L'ensemble réalisable de ces décisions (appelé aussi domaine d'optimisation) est défini par les ensembles X_1 et X_2 qui représentent respectivement les contraintes propres à chaque unité et les contraintes globales sur le système complet.

La variété des modèles pour l'UC vient principalement de la variété du type d'unité génératrice et des spécificités de leur organisation en réseau. Dans le cas de générateurs thermiques, le coût de démarrage par exemple est fonction du temps passé à l'arrêt. Les réseaux hydro-électriques, ainsi que cela sera détaillé dans la Section 1.2.1, sont contraints par la morphologie géographique du réseau (centrales en amont et en aval). À noter que dans le cas des réseaux organisés autour des autres énergies renouvelables, la modélisation est complexe, car la modélisation de l'incertain concernant la disponibilité de la ressource l'est.

L'UC est un problème généralement difficile à résoudre et supporte mal la mise à l'échelle, ainsi que le démontrent Bendotti *et al.* (Bendotti *et al.* 2019) dans son étude de complexité pour un problème « simple », c'est-à-dire ne faisant pas intervenir de contraintes sur les lignes ou les ressources nécessaires à la génération. Ce faisant, la plupart des résolutions utilisent des caractéristiques communes des diverses unités afin de simplifier le modèle ou d'adapter la

méthode de résolution. Par exemple, Frangioni *et al.* (Frangioni *et al.* 2011) proposent une combinaison de relaxation Lagrangienne et de programmation linéaire mixte (MILP) pour une amélioration du temps de convergence de près de 50 % comparativement à l'utilisation d'une résolution MILP classique, dans le cas de systèmes thermiques avec potentiellement une part provenant d'un réseau hydro-électrique. Lorsqu'ils acceptent une solution écartée jusqu'à 0,1 % du véritable optimum de leur fonction objectif, ils semblent obtenir des résultats encore plus rapides (par comparaison) pour de plus grandes précisions.

Aujourd'hui, avec l'augmentation des capacités de résolution, la possibilité de résoudre des modèles plus complexes apparaît. Pour cette raison, les contraintes sur les unités individuelles deviennent plus précises et les modèles deviennent plus complexes. La résolution de systèmes hybrides, par exemple celle proposée par Zhao *et al.* (Zhao *et al.* 2018), devient possible, ce qui apporte une intégration plus réaliste de l'UC par rapport à la pratique effective.

De plus, l'incertain a un effet important dans l'UC. En effet, dans le cadre d'un marché dérégulé, la solution choisie pour l'UC doit être communiquée à l'avance au TRANSCO et à l'ISO, afin d'organiser le transport. Des techniques d'arbres de scénario (Ruiz *et al.* 2009) ou d'optimisation robuste (Bertsimas *et al.* 2013) ont été utilisées, notamment pour gérer l'incertain vis-à-vis de la demande ou de l'apport en ressource pour l'énergie renouvelable.

1.2.1 Système hydraulique

Les systèmes hydro-électriques, comme cela a été écrit précédemment, forment une catégorie particulière de système pour l'UC. On parle d'*Hydro Unit Commitment Problem* (HUC). L'introduction dans la modélisation de la ressource (rivières) et des mécaniques de stockage (réservoirs) augmente le niveau de complexité, et par conséquent, rend le problème très difficile à résoudre (Taktak and D'Ambrosio 2017).

De plus, la résolution de l'UC se fait typiquement pour une courte période (environ 1 jour) et ne prend donc pas en compte la gestion des réservoirs et la saisonnalité inhérente à l'utilisation de la ressource hydraulique. Pour cette raison, l'opération d'un réseau hydro-électrique

nécessite la gestion des niveaux de réservoirs de manière indépendante à la gestion de la production. Cette gestion, planifiée à moyen terme, permet de définir des coûts et une valeur pour les niveaux dans les réservoirs en fonction de la disponibilité et de la prédiction des apports.

1.2.1.1 Hydraulic Unit Commitment

L'introduction du réseau hydraulique dans le modèle de l'UC pour former le HUC ajoute à ce problème plusieurs contraintes globales pour le système. Au minimum quatre équations sont ainsi ajoutées :

- 1) La variation des volumes de réservoir ($v_{r,t}$) en fonction des débits turbinés ($q_{p,t}^P$) dans les centrales en amont du réservoir (I_r^+) et dans les centrales alimentées par le réservoir (I_r^-) ainsi que des apports naturels dans le réservoir ($N_{r,t}$), comme illustré par l'Équation (1.2) ;

$$\forall r \in \mathcal{R}, \forall t \in \mathcal{T}, \quad v_{r,t} = v_{r,t-1} + \sum_{p \in I_r^+} q_{p,(t-\Delta t_{p,r})}^P - \sum_{p \in I_r^-} q_{p,t}^P + N_{r,t} \quad (1.2)$$

- 2) Les contraintes de bornes ($\overline{V}_r$ et $\underline{V}_r$) sur le volume des réservoirs ;

$$\forall r \in \mathcal{R}, \forall t \in \mathcal{T}, \quad \underline{V}_r \leq v_{r,t} \leq \overline{V}_r \quad (1.3)$$

- 3) La modélisation des débits de centrale ($q_{p,t}^P$) en fonction des débits turbinés des génératrices ($q_{u,t}$) et des déversements au niveau de la centrale ($w_{p,t}$), comme illustré en Équation (1.4) ; et

$$\forall p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T}, \quad q_{p,t}^P = \sum_{u \in \Sigma_p^U} q_{u,t} + w_{p,t} \quad (1.4)$$

4) Le lien entre le débit turbiné et la puissance générée comme indiqué par l'Équation (1.5).

$$\forall u \in \mathcal{U}, \forall t \in \mathcal{T}, \quad p_{u,t} = \phi_u(q_{u,t}) \quad (1.5)$$

La fonction de production est en fait dépendante du débit, mais aussi de la hauteur de chute. Bien qu'elle soit généralement modélisée par une approximation linéaire par (deux) morceaux, les études de Catalão *et al.* (Catalao et al. 2006; Catalao et al. 2010), qui modélisent cette dépendance par une fonction quadratique, et celle de Borghetti et al. (Borghetti et al. 2008), qui s'intéresse au nombre de morceaux dans l'approximation linéaire, semblent indiquer que cette simplification soit peu adaptée à la réalité. Malheureusement, l'intégration de ces non-linéarités, ainsi que prouvé par Li et al. (Li et al. 2014), rend le problème très difficile à résoudre, même dans le cas d'un modèle de petite dimension (1 centrale de 32 unités).

Hermida et Castronuovo (Hermida and Castronuovo 2018) ont étudié la résolution du HUC dans le cadre d'un réseau constitué de 18 réservoirs reliés tous ensemble par un réseau de rivières avec un délai de 50 heures entre le réservoir le plus en amont et le réservoir le plus en aval. Cette optimisation est très contrainte par les équations de conservation de l'eau et de celles sur les volumes des réservoirs. L'incertain quant à l'apport hydrologique naturel peut avoir de graves conséquences, par exemple si une partie du réseau hydrologique est aussi utilisée dans le cadre d'activités récréatives ou sportives. L'utilisation d'un modèle continu (les décisions d'engagement des groupes sont une décision de débit turbiné, pouvant prendre dans ce modèle une valeur bornée par 0 et un maximum défini individuellement pour chaque turbine) permet des temps de calcul extrêmement courts, mais éloigne le modèle de la réalité opérationnelle.

Aujourd'hui, le problème du HUC est résolu rapidement dans le cadre de petits réseaux, même avec un modèle complexe. Séguin *et al.* (Seguin et al. 2016) le résolvent en quelques secondes, Dal'Santo et Costa en quelques minutes pour un modèle plus complexe (Dal' Santo and Simões Costa 2016). Cependant dans le cadre des problèmes à grande dimension intégrant plusieurs aspects du problème, la mise à l'échelle de ces méthodes pose problème.

Pour répondre à cette difficulté, des méthodes de résolution *ad hoc* ont été proposées. Par exemple, Marchand *et al.* (Marchand et al. 2018) proposent une méthodologie de résolution basée sur une séparation du système en différents sous-systèmes résolus indépendamment puis rassemblés pour trouver une solution globale. La solution proposée consiste en une relaxation continue de la variable indiquant le nombre d'unités engagées (et considérant les unités génératrices au sein d'une centrale comme identiques, c'est-à-dire ayant les mêmes caractéristiques, rassemblant ainsi les décisions d'engagement — usuellement des variables binaires — en une décision de quantité de groupes à engager) puis à reconstituer une solution en variables entières. Cette approche permet des gains significatifs pour le temps de calcul. Pour un réseau de plus de 150 turbines réparties dans 28 centrales, la planification horaire pour 10 jours est obtenue en seulement 2 minutes, comparativement à plus de 3 h pour une résolution MILP classique.

Pour finir, la résolution du HUC, bien que suscitant un moindre intérêt que l'UC en général, constitue un champ de recherche très étudié, ainsi que le montre la récente revue de littérature réalisée par Taktak et D'Ambrosio (Taktak and D'Ambrosio 2017). De nombreuses méthodes ont été proposées pour le résoudre, principalement par des outils de résolution Programmation non linéaire mixte (MINLP) et MILP, mais aussi dans une moindre mesure par programmation dynamique, par des méthodes de décompositions de Benders ou par des méthodes dites heuristiques.

1.2.1.2 Gestion des réservoirs

Comme indiqué dans la section précédente, l'ajout des contraintes hydrauliques dans le problème UC rajoute une complexité relative à la gestion des réservoirs. Cette complexité est plus profonde qu'il n'apparaît, car la résolution du HUC s'effectue sur un horizon court relativement aux variations des apports hydrologiques.

Pour cette raison, l'opération des réservoirs hydro-électriques donne lieu à une recherche indépendante. Dans la pratique, la résolution d'un problème opérationnel considéré à plus

grand pas de temps permet de résoudre ce problème. La solution trouvée est ensuite utilisée pour paramétrer les objectifs du HUC à court ou très court terme, comme précédemment.

Dans cette section, nous nous contenterons de souligner les conclusions de J. Labadie (Labadie 2004). Ce dernier indique dans sa revue de littérature que le problème de gestion de réservoirs, bien qu'ayant attiré beaucoup d'intérêt de la communauté scientifique depuis longtemps, commençait seulement à voir apparaître des applications dans la pratique. Il suppose que la demande en augmentation de l'énergie entraînera un intérêt pratique plus prononcé pour ce sujet. Il indique aussi qu'alors les opérateurs semblent plus réceptifs à des approches par simulation que par optimisation.

La gestion de réservoir doit en premier lieu répondre à des contraintes écologiques. Dittman et al. (Dittmann *et al.* 2009) proposent un modèle de gestion de réservoir qui repose sur la simulation de divers scénarios. Leur modèle ne se préoccupe pas de génération électrique, mais seulement de la gestion des inondations dans le cadre d'un ensemble de réservoirs utilisés pour des objectifs différents, comme le stockage d'eau potable ou l'alimentation d'une centrale électrique. La gestion est alors effectuée à l'aide d'un ensemble de règles et Dittman *et al.* proposent d'utiliser des règles dynamiques plutôt que statiques.

Carpentier *et al.* (Carpentier et al. 2018) considèrent toujours une unique vallée hydrologique, mais partagée en un grand nombre de réservoirs. Dans leur travail, plus orienté vers la gestion de réservoirs dans le cadre de la production électrique, ils s'intéressent à la maximisation des profits. Les intrants considérés sont stochastiques et la résolution de ce système est donc robuste. Cependant, pour un modèle avec un horizon court (simplement 12 périodes), le temps de résolution est très grand (plus de deux heures), et la mise à l'échelle de ce modèle dans le cadre de systèmes réels et de grande envergure poserait donc problème.

Finalement, Fredo *et al.* proposent une résolution par une variante de Programmation Dynamique (SDDP) qui semble donner de bons résultats en un temps relativement court d'une demi-heure pour un modèle avec 260 centrales, dont 138 hydrauliques, mais la modélisation de la production est extrêmement simplifiée.

1.2.2 Synthèse des modèles

Le Tableau 1.2 rassemble les principales contributions citées dans cette section. Pour chacune, on a extrait les caractéristiques qui nous semblent les plus intéressantes dans le cadre de notre travail : le type de problème considéré (UC, HUC ou gestion des réservoirs), la taille du problème traité (en nombre de centrales, d'unités génératrices ou de réservoirs selon les cas), l'horizon de la résolution (constitué de la longueur du pas et du nombre de périodes considérées) et finalement le temps et la méthode de résolution.

Tableau 1.2 Méthodes et temps de résolution appliquées au UC

Référence	Modèle	Taille	Horizon	Temps	Méthode
Sheble 1990	UC	1 centrale, 21 unités	(h,168)	1488s	UPRD
Catalão 2006	HUC	3 réservoirs	(h,168)	0.35s	QP
Catalão 2010	HUC	7 réservoirs	(h,168)	6,22s	MIQP
Borghetti 2008	HUC	1 unité	(h,168)	25s-2h	MILP
Ruiz 2009	UC	32 unités	(h,48)	80m	MILP
Dittman 2009	HUC	3 reservoirs	(d,14235)	10h	Simulation
Frangioni 2011	UC	200 thermiques, 100 hydro	(h,24)	13s	Lagrangien/MILP
Bertsimas 2013	UC	312 unités	(h,24)	ND	Benders+OA
Hidalgo 2015	UC	1 centrale, 14 unités	(h,24)	ND	GA+MILP
Li 2014	HUC	1 centrale, 32 unités	(h,24)	ND ≤ 10m	MILP
Dal'Santo 2016	HUC	3 centrales, 34 unités	(h,24)	200s	MILP
Séguin et al 2016	HUC	2 centrales, 10 unités	(h,168)	5s	MILP
Carpentier 2018	Réservoir	4-30 réservoirs	(M,12)	7-150m	(DA)DP
Hermida 2018	HUC/ Réservoir	18 centrales	(h,50)	2m	GRG (CONOPT)
Marchand 2018	HUC	28 centrales, 156 unités	(h,240- 720)	13s-140s	MILP
Bendotti 2019	UC	-	-	-	-
Fredo 2019	Réservoirs	138 centrales hydro, 122 centrales thermiques	(M, 24)	10-30m	SDDP
Fu 2019	UC	14 centrales	(30m,48)	20s	MILP/Benders

D'une façon générale, les modèles de chaque type se complexifient et intègrent des aspects de plus en plus complets de la réalité. Cependant, ces modèles expriment des considérations sur des horizons différents et à des pas différents ; ils sont rarement considérés dans la planification à long terme et sont plutôt adaptés depuis celle-ci qui impose des contraintes au modèle.

1.3 Planification conjointe

Depuis quelques années est apparue une recherche d'une optimisation conjointe de la planification opérationnelle et de la planification de maintenance (O&M). Cette tendance est apparue du fait de la constatation suivante : l'intérêt d'une maintenance dépend de la dégradation *effective* de l'équipement considéré. Or, cette dégradation s'exprime généralement en termes de temps opérationnel cumulé (c'est le cas de la défaillance par cavitation) ou de nombre d'occurrences d'un certain événement (par exemple, le nombre de démarrages d'une turbine, c'est le cas de la défaillance par fatigue).

Dans le domaine de la production manufacturière, Bajestani *et al.* (Aramon Bajestani et al. 2014) étudient une approche de décomposition biniveaux pour l'optimisation conjointe de la production et de la maintenance dans une usine avec des unités productrices hétérogènes. Dans cette étude, ils montrent l'intérêt d'une approche conjointe de la production et de la maintenance. Cependant, le modèle de production manufacturière considéré repose sur un système qui peut être considéré comme indépendant entre deux périodes de maintenance. Dans le cadre de la production hydro-électrique, une décision d'opération prise dans une centrale en amont affectera sur la durée de l'opération des centrales en aval.

À la même période, Fattahi et al (Fattahi et al. 2014) proposent d'adapter la planification de maintenance à l'usage réel de turbines à gaz. Pour cela, ils proposent de définir des fenêtres de maintenance. Une fenêtre commence lorsqu'un certain usage de la turbine a été atteint et doit être refermée avant qu'une valeur maximale pour l'usage de la turbine soit atteinte. Néanmoins, cette approche nécessite que la date de réalisation effective de la maintenance ne puisse être déterminée qu'une fois celle de l'ouverture de la fenêtre est connue. Dans le cadre d'un système où cette information est difficile à anticiper, la flexibilité des équipes de

maintenance doit être adéquate, ou les plans de maintenance doivent être établis plus fréquemment.

Dans les énergies renouvelables, Mahani *et al.* (Mahani et al. 2019) s'intéressent à la maintenance et l'opération conjointe de panneaux photovoltaïques au sein d'un microréseau. La maintenance considérée est corrective avec remplacement des cellules en panne. Afin de déterminer la maintenance optimale, un problème stochastique est défini et résolu par une méthode de programmation dynamique. Cette méthode souffre d'un handicap pour la mise à l'échelle, ce qui empêche de l'appliquer à un système complexe ou sur un long horizon (relativement au pas de temps).

Dans le cadre des réseaux hydro-électriques, et donc des turbines, les deux causes prépondérantes de dégradation du système sont bien connues : la fissuration (Gagnon et al. 2013) et la cavitation (Kumar and Singal 2015). Cependant, bien que des études de maintenance et d'opération conjointe existent, elles font souvent des simplifications de modélisation qui semblent importantes. Par exemple, Ge *et al.* (Ge et al. 2018) considèrent un système hybride (thermique, solaire et hydraulique) avec une opération modélisée par périodes de 1 mois et pour une planification sur 1 an. De plus, la spécificité du système hybride permet

Tableau 1.3 Méthodes résolution appliquées au problème conjoint d'opération et maintenance

Référence	Type	Taille	Méthode de résolution	Notes
Bajestani 2014	Production manufacturière		Décomposition biniveaux	Système indépendant entre les périodes de maintenance.
Ge 2018	Éolien-Thermique-Hydraulique	9 unités	MILP	Plan de maintenance
Mahani 2019	Microréseau	2 « centrale », 25 unités génératrices	MILP+Chaînes de Markov	

une maintenance répartie au cours des saisons entre les diverses sources d'énergie. En effet,

les forts apports hydrologiques favorisent l'utilisation des unités hydrauliques au printemps et en été, alors que l'hiver verra l'utilisation plus accrue des unités thermiques.

On constate que la planification conjointe de l'opération et de la maintenance d'un réseau hydro-électrique, bien qu'elle apparaisse comme source d'une meilleure modélisation (particulièrement des coûts de maintenance), est encore peu étudiée.

1.4 Résumé du Chapitre

Dans le contexte étudié, il s'avère de notre revue de l'état de l'art que les problèmes de maintenance et d'opération sont des problèmes complexes pour lesquels la recherche de solution est encore l'objet de beaucoup de travaux. Avec l'augmentation des capacités de calcul, les modèles considérés sont devenus de plus en plus précis. Malgré tout, des choix doivent encore être faits pour pouvoir résoudre ces problèmes dans des temps raisonnables.

Les résultats obtenus sont donc conditionnés par des choix de modélisation qui sont très variés tout en étant justifiés par diverses considérations. De plus, les solutions dépendent généralement de choix technico-économiques et des aléas du marché. Dans le marché nord-américain, l'organisation des acteurs du marché électrique produit des objectifs concurrents et souvent opposés pour la gestion des actifs.

Dans le cadre d'un gain commun vis-à-vis des objectifs de chacun des acteurs, la gestion conjointe de l'opération et de la maintenance est considérée. D'un côté, la maintenance, dont l'utilité et la planification sont dépendantes de l'usage effectif des appareils, gagnerait à être produite en fonction de cet usage réel. De l'autre, l'opération d'un système complexe d'une façon adaptée au plan de maintenance pourrait permettre d'économiser sur les coûts de cette dernière sans peser sur les coûts d'opération.

La problématique issue de ces constatations est la validation des stratégies opérationnelles du système en rapport avec la dégradation utilisée pour planifier sa maintenance. Le chapitre suivant amène et présente la méthodologie proposée pour répondre à cette question.

CHAPITRE 2

HYPOTHÈSES ET MÉTHODOLOGIE

Dans ce chapitre, nous proposons une formulation du problème dans un cadre très général avec ses contraintes en termes logistiques et capacités de calculs. Conséquemment, nous dressons une liste d'éléments de travail qui incluent les simplifications retenues ainsi que les *hypothèses* considérées pour aborder la résolution du problème. Nous détaillons la méthodologie retenue et nous proposons un ensemble de métriques qui seront employées par la suite pour la comparaison des performances et des résultats des simulations.

2.1 Contraintes du système

Définir mathématiquement, et de manière rigoureuse, le modèle n'est pas une tâche facile. Sans s'attarder sur le détail des équations, on peut définir le programme de résolution du HUC comme une fonction f . Il s'agit alors de la fonction décrite en Équation (2.1).

$$\begin{aligned} f: \Sigma \times \chi \times \mathcal{C} \times \rho &\rightarrow ([0,1] \times \mathbb{R})^{\mathbb{N} \times \mathbb{N}} \\ (s, k, c, d) &\mapsto (\sigma_{u,t}, q_{u,t})_{u \in \mathcal{U}, t \in \mathcal{T}} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Les paramètres sont l'ensemble des topologies de réseau Σ , l'ensemble des caractéristiques des éléments de réseaux χ , l'ensemble des contraintes sur le réseau $\mathcal{C}$, et l'état initial et l'historique du réseau ρ . Le résultat *contient*¹ l'ensemble, pour chaque unité u et à chaque instant t , des décisions d'engagement, notées $\sigma_{u,t}$, et des décisions de volume débité, notées $q_{u,t}$.

Les topologies (Σ) sont définies par le nombre de chacun des éléments (par exemple, les aires de demande, réservoirs, centrales, tronçon de rivière, unités génératrices) et par le graphe qui

¹ Dans la pratique, le résultat du programme de résolution est formé de plus d'information (décision de puissance transmise dans les lignes, volumes déversés...) et ainsi que cela sera évoqué dans la conclusion, cela permet de s'intéresser à d'autres décisions d'opération, mais dans cette étude, on s'intéresse simplement à l'opération des unités génératrices.

les lie (centrales dans une aire de demande, centrales s'alimentant par un réservoir, lien entre les aires de demande, unités génératrices dans une centrale, tronçon de rivière où se déverse l'eau turbinée). Aux éléments de la topologie et aux liens du graphe sont associées des caractéristiques (χ) considérées comme immuables au cours du temps (par exemple les niveaux et volumes extrémaux des réservoirs, le temps de transit de l'eau dans un tronçon, le profil de rendement des turbines...).

Les contraintes sur le réseau ($\mathcal{C}$) sont constituées de bornes, pour chaque instant t , sur les grandeurs possibles pour l'état du réseau (par exemple, la demande en énergie, nombre d'unités engagées au sein d'une centrale, quantité de puissance pouvant être transmise au travers des lignes, niveaux minima, maxima ou désirés des réservoirs...).

Quant aux états initial et passé du réseau (ρ), ils regroupent les informations pertinentes à l'opération telles que les prochains apports aux réservoirs par les rivières ou l'état d'engagement initial des unités de production.

Dans le cas du réseau du partenaire du projet, l'ensemble de ces paramètres constitue un problème de plus de 60 000 variables (pour une description plus précise de ces paramètres, bien qu'encore non exhaustive, se reporter à l'ANNEXE I), pour une résolution journalière à l'heure (c'est-à-dire la détermination des décisions d'engagement des unités à chaque heure sur une journée). Par conséquent, le même problème, résolu pour trois ans, fait plus de 60 millions de variables. Sur une machine typique (20 Go de RAM et un processeur Intel © Xeon © E5-1620 — 8 cœurs — à 3,60 GHz), le calcul d'une seule évaluation de cette fonction prendrait plusieurs mois de calculs. Sans oublier que cette évaluation considère de plus que l'opérateur possède *a priori* une bonne prévision des intrants, parmi lesquels certains sont intrinsèquement difficiles à prédire avec précision et sur le long terme, comme la demande et les apports naturels, plusieurs années à l'avance.

Dans le cadre de la résolution journalière, nous considérons un programme de résolution faisant l'hypothèse que l'ordre de démarrage des unités de production au sein de la centrale est imposé au préalable. Cette hypothèse réduit le domaine réalisable, mais elle est aussi celle qui

conserve le plus de réalisme dans la résolution du HUC. En effet, les unités ne sont pas identiques (elles sont, de fait, considérées chacune comme des prototypes individuels dans l'industrie) et la réduction du nombre de contraintes produit une solution pour le HUC qui pourrait être non réalisable dans la pratique.

À partir de l'hypothèse précédente, l'objectif de notre thèse est d'identifier une stratégie ou des règles stratégiques pour adapter l'ordre d'engagement au jour le jour pour faire correspondre (au sens d'*ajuster* ou d'*adapter*) l'opération des turbines à leur maintenance prévue à long terme.

2.2 Approche par simulation

Comme évoqué à la section précédente, la détermination explicite d'une solution optimale est hors de portée, car celle-ci est à la fois trop longue à calculer et risque d'être inexacte.

Afin de réduire le temps d'évaluation, on propose de résoudre le HUC pour un jour, de reporter les conséquences de cette résolution sur notre modèle de données et de répéter cette procédure sur les jours subséquents, et ce pour l'ensemble de l'horizon considéré. Ces calculs ne peuvent pas être parallélisés. En effet, les choix opérationnels d'un jour définissent les paramètres de la résolution du HUC des jours suivants. Cette approche ne fournit pas une optimisation globale du système, mais nous permet de tester, en les simulant, plusieurs choix opérationnels afin de déterminer une stratégie d'opération *plus adaptée* parmi un échantillon de stratégies jugées viables par les opérateurs.

Dans le cadre du système considéré (montré plus en détail dans la Section 2.3), la résolution journalière du HUC nécessite entre 10^0 et 10^1 minutes de temps de calcul selon les cas. Dans les cas les plus complexes, la résolution est en réalité interrompue au bout des 10 premières minutes et une solution *faisable*, bien que sous-optimale, est alors retenue pour ce jour. La simulation d'une stratégie d'ordonnancement des groupes pour trois ans nécessite environ un jour de temps de calcul. Cette durée est jugée acceptable dans le cadre d'une

évaluation et d'une comparaison sur le long terme entre plusieurs stratégies, mais elle ne permet pas d'ajuster la stratégie au jour le jour pour le HUC courant.

Cette approche par simulation correspond par ailleurs à la réalité de l'opération d'un réseau électrique. En effet, chaque jour, le HUC est résolu pour la journée, soumis à l'ISO le cas échéant et légèrement ajusté au cours de la journée effective.

Si on retient l'hypothèse que la résolution du HUC est parfaite (c.-à-d. l'opération effective suit parfaitement le plan obtenu par cette résolution), alors l'approche par simulation considère parfaitement le système dans son état connu à chaque instant, sans être influencée par l'état futur, qui n'est en réalité qu'une prévision.

Les paramètres nécessaires pour une simulation sont les mêmes paramètres que pour la résolution d'un HUC : la topologie du réseau, ses propriétés, les bornes sur les diverses variables, ses paramètres d'état (demande, apports naturels, états d'engagement et valeurs initiales...). La simulation s'effectue ensuite comme illustré schématiquement par la Figure 2.1. Il s'agit d'une boucle de rétroaction autour du programme de résolution du HUC.

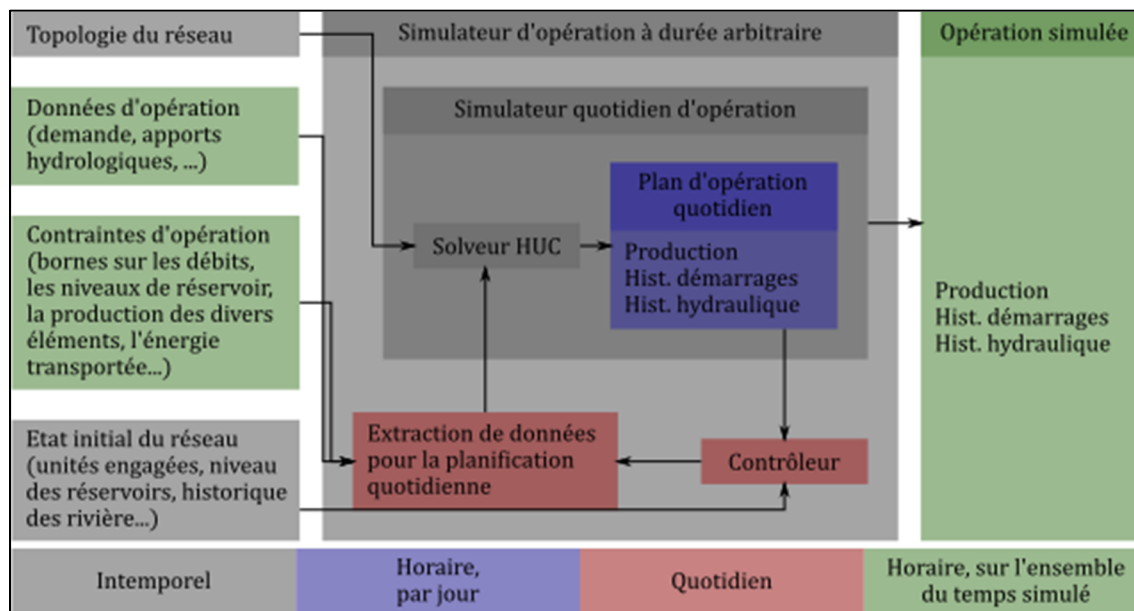


Figure 2.1 Architecture proposée du simulateur

Chaque jour simulé, une extraction de données est faite depuis les données et les contraintes d'opération. Les consignes et l'état initial sont ensuite exprimés par le contrôleur. Le tout est transmis au programme de résolution du HUC dont les sorties (la gestion du réseau hydrologique, l'état final...) sont reportées en paramètres du jour suivant (débits sur les rivières, état initial...), ainsi que dans le plan d'opération simulé sur la durée arbitraire.

2.3 Système considéré

Le système considéré tout au long de ce document est un système inspiré du système réel constitué des centrales hydro-électriques d'Hydro-Québec. Pour des raisons de confidentialité industrielle, les éléments du réseau considéré dans la suite ont été renommés de façon à masquer les proximités avec le réseau réel. De même, toutes les valeurs utilisées ont été choisies de manière à être réaliste avec le réseau considéré en les dérivant de données passées d'opération à Hydro-Québec.

2.3.1 Structure

2.3.1.1 Description générale

Dans le cadre de cette thèse, on considère le réseau illustré en Figure 2.2. Ce réseau est constitué de 24 centrales, réparties en 14 aires de demande. Toutes les centrales sont des centrales hydro-électriques et elles se situent sur 8 rivières, dont 2 sont des confluent d'autres rivières considérées au sein du réseau hydraulique. Des liens permettent le transfert d'électricité produite d'une aire à une autre. Les 147 turbines hydro-électriques sont réparties sur ces centrales.

Pour rendre la structure compréhensible pour l'ensemble de ce travail, nous utiliserons les conventions suivantes :

- Les rivières sont notées de w_A à w_H ;
- Les aires de demandes sont indexées de 1 à 14;
- Les liens sont indexés par les deux aires qu'ils lient;

- Les réservoirs sont notés $r_{X,i}$, avec X la rivière sur lequel elle se situe, i la distance au corps d'eau dans lequel la rivière se déverse en nombre de réservoirs ;
- Les centrales sont notées $p_{X,i}$ avec la même convention que pour les réservoirs. Dans le cas où deux centrales partageraient un même réservoir, on ajoute une lettre pour les distinguer ;
- Les tronçons de rivière sont notés $w_{X,i}$ avec la même convention que les centrales ;
- Les unités génératrices (ici des turbines) sont notées $u_{X,i,j}$ avec j un index arbitraire pour distinguer les unités d'une centrale.

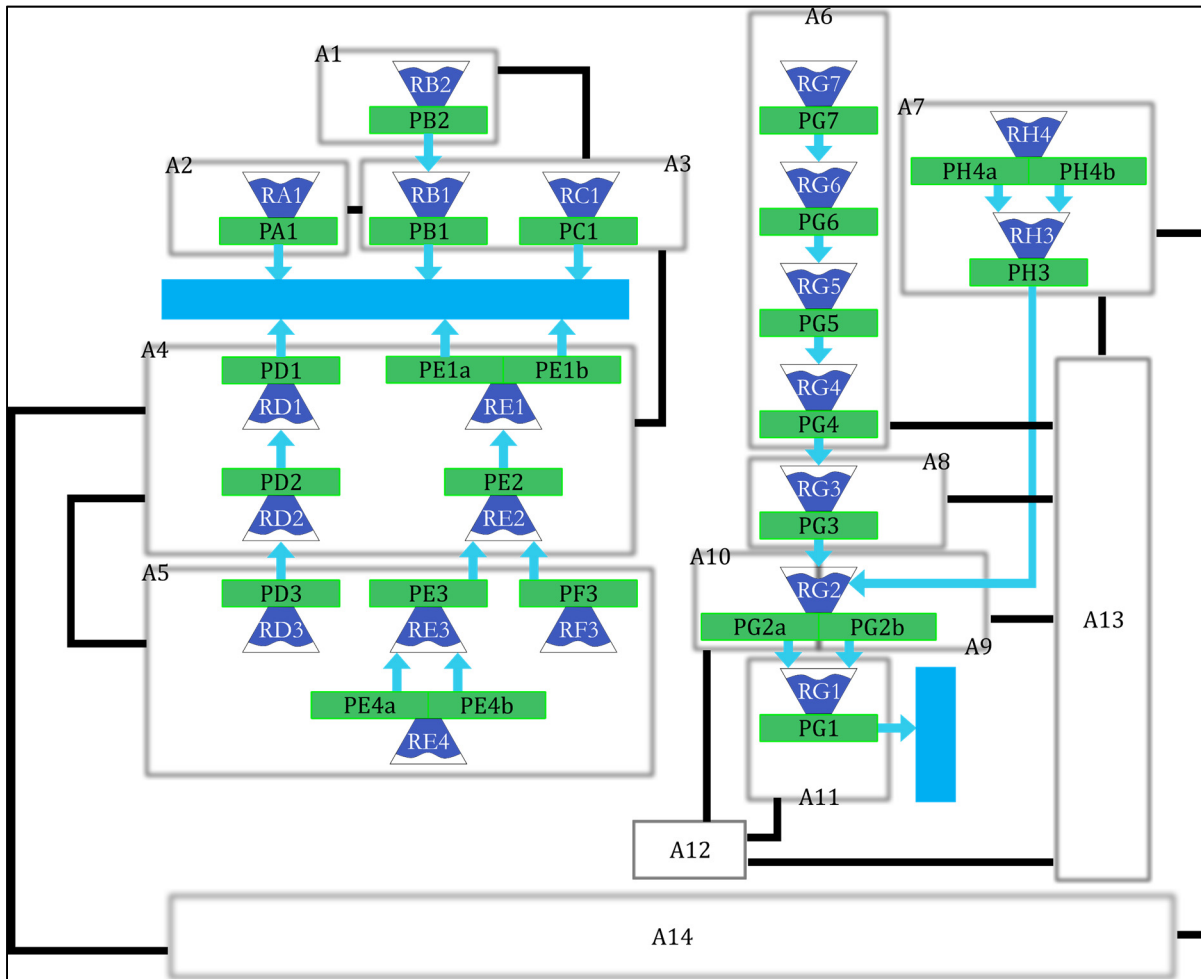


Figure 2.2 Schéma de l'organisation du réseau

Par exemple, la centrale $p_{E,4b}$ se situe sur la rivière E , en quatrième position depuis la fin de la rivière. Au même niveau, il y a au moins une autre centrale ($p_{E,4a}$) partageant le réservoir, $r_{E,4}$, comme source hydrologique.

Le système interagit avec des acteurs extérieurs générant des échanges électriques. Une entreprise avec un contrat de revente de son surplus d'énergie, un producteur d'un pays voisin, un particulier générant sa propre électricité sont des exemples de tels acteurs. Leur existence, leurs apports et leurs besoins doivent être intégrés dans la planification de la production.

2.3.1.2 Cas particuliers

Ce réseau est inspiré d'un réseau réel et présente donc certaines caractéristiques à noter. On en retiendra particulièrement deux. Le parc considéré est en cours d'expansion, et cela se traduit dans la simulation par le fait qu'aucune des centrales de la rivière B n'est active avant la troisième (et dernière) année de la simulation.

De plus, certaines rivières sont liées avec un très long délai de propagation. Dans le cadre de la structure considérée, il s'agit de l'affluence de la rivière H dans la rivière G. Les conséquences d'un volume déversé ou turbiné au niveau du réservoir RH3 ne se font ressentir que 10 jours plus tard dans le réservoir RG2.

2.3.2 Demande et contraintes électriques

Le paramètre critique de la production électrique est la demande à satisfaire. En effet, dans tout réseau électrique, l'énergie produite et l'énergie consommée doivent être égales. Dans l'état actuel, le producteur doit satisfaire cette demande, mais ne possède pas le contrôle sur cette demande (bien qu'il puisse l'influencer par des incitations ou des demandes). Il peut en revanche la prévoir.

La demande d'électricité est une variable aléatoire, mais qui comporte plusieurs caractéristiques :

- Elle est saisonnière. En été, les particuliers peuvent augmenter la demande par l'utilisation de systèmes de climatisation. En hiver, le chauffage et l'éclairage l'influencent. À l'automne et au printemps, la demande est moindre.
- Elle est variable dans la journée. Les ménages utilisent généralement l'électricité au matin, au soir et la journée des fins de semaine. Les entreprises l'utilisent généralement peu la nuit, mais fortement le jour.
- Elle est variable du fait des appareils utilisés qui peuvent changer d'un jour à l'autre.

Pour ces raisons, la planification de la production doit prendre en compte les incertitudes inhérentes à la prédiction de la demande. Pour ce faire, on définit généralement une réserve de production.

De plus, les interactions avec les « acteurs extérieurs » évoqués en Section 2.3.1 modifient la demande effective à satisfaire.

Dans le cadre de cette thèse, on considère la demande nette à satisfaire, c'est-à-dire la valeur de la demande une fois que les interactions avec les acteurs extérieurs ont été prises en compte. On a défini une demande nette vraisemblable répartie sur l'ensemble du réseau considéré, représentée à titre d'exemple en Figure 2.3. Sauf indication contraire, la demande illustrée par cette figure est celle utilisée dans les simulations effectuées lors de ce travail. Cette demande varie, entre un minimum de l'ordre de 11 *GW* au dernier printemps et un maximum de 28 *GW* au cours du premier hiver. On prend en considération le fait que les années ne sont pas identiques (la demande au second hiver augmente plus tôt et diminue plus tard par exemple, ce qui pourrait correspondre à un hiver plus rude). La crête estivale est absente de cette demande nette, car elle est prise en charge par une autre partie du réseau, considérée ici comme un acteur extérieur.

Par ailleurs, d'autres contraintes électriques s'appliquent sur un tel système. Les lignes ne peuvent pas faire transiter une quantité arbitraire d'énergie. Des contraintes qui varient avec les températures extérieures s'appliquent. Dans le cadre de cette thèse, nous avons fait une

hypothèse conservatrice quant à la quantité d'électricité transportable et l'avons utilisée pour l'ensemble de l'horizon.

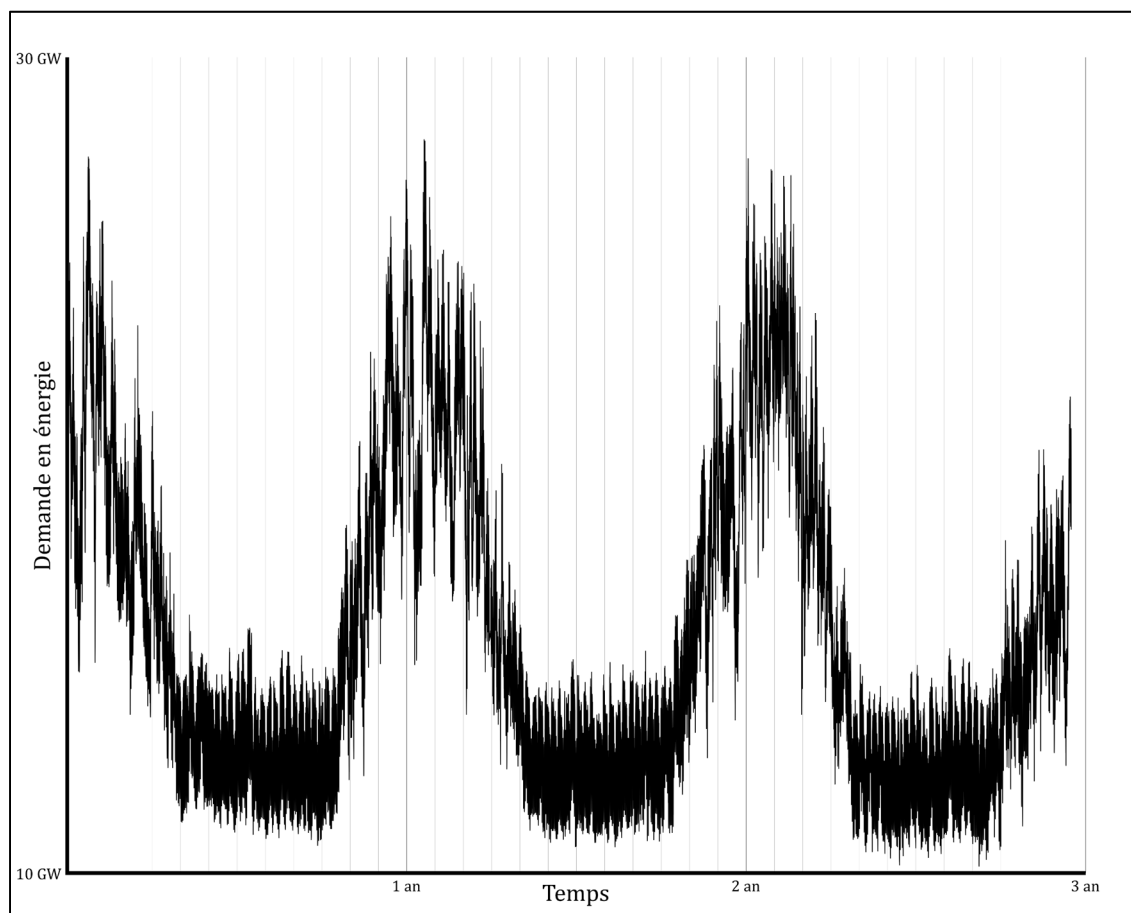


Figure 2.3 Profil de demande globale sur le réseau

2.3.3 Apports naturels et contraintes hydrauliques

L'utilisation de l'hydro-électricité présente l'avantage de pouvoir emmagasiner la ressource pour un usage ultérieur, cependant comme toute énergie renouvelable, l'apport de cette ressource n'est pas un flux continu et constant. La Figure 2.4 montre les apports naturels pendant trois ans à chacun des réservoirs et pour chaque heure. Ces apports sont aussi saisonniers. Le réseau considéré se trouve dans les conditions climatiques du Canada, aussi les apports sont réduits en hiver (les mois de décembre à avril), suivi d'une forte concentration au

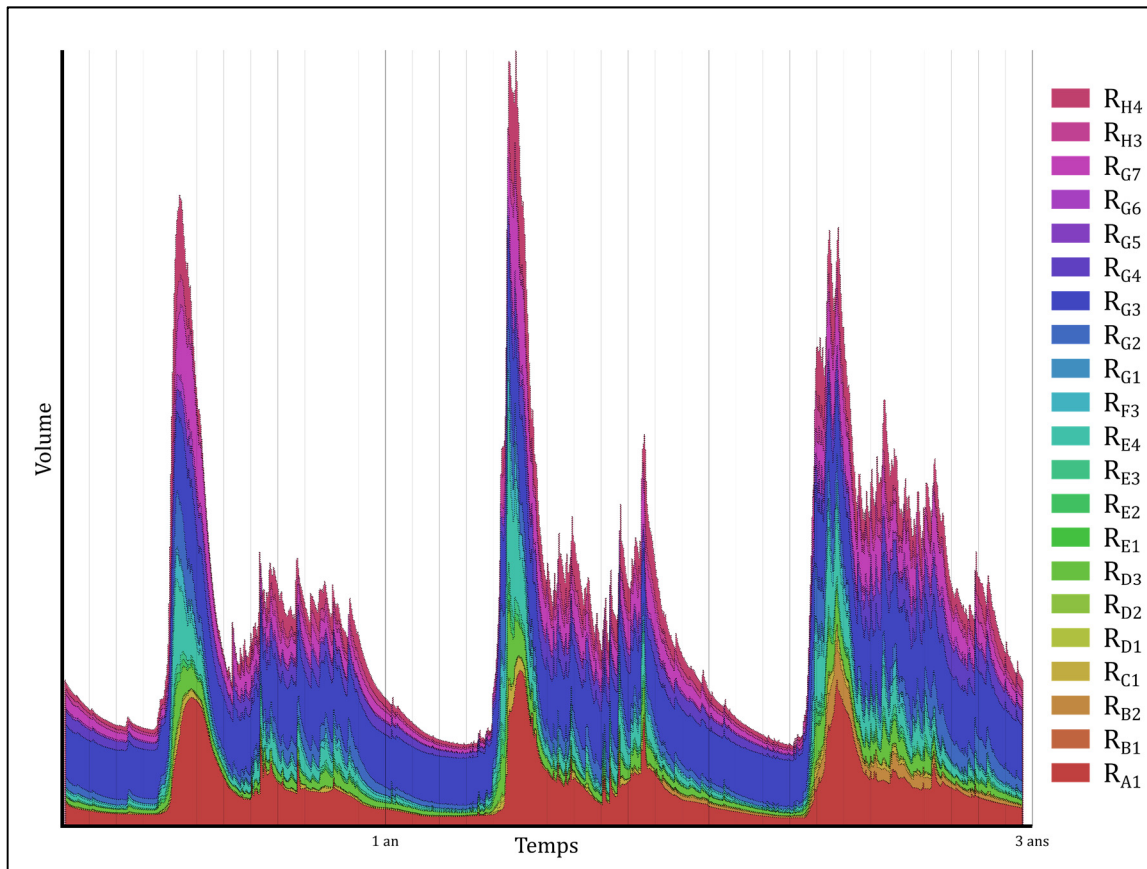


Figure 2.4 Apports naturels par réservoirs

début du printemps (avril ou mai), qui correspond à la fonte des neiges, pour se stabiliser (relativement) en été et en automne.

La gestion des réservoirs est importante pour le bon fonctionnement d'un parc hydro-électrique sur le long terme. En effet, la résolution du HUC se fait à une courte échelle. Si elle est répétée plusieurs jours de suite, elle aura tendance à utiliser toujours les mêmes ressources en premier. Cela aura pour effet de vider prématurément certains réservoirs tout en gardant d'autres pleins. Au printemps, ces derniers occasionneront des déversements tandis que les premiers ne se rempliront pas suffisamment vite pour se renouveler avant l'hiver suivant, empêchant le système de conserver suffisamment d'eau (énergie) pour satisfaire la demande lors des crêtes.

On notera qu'un programme de résolution différent pourrait s'affranchir partiellement de cet effet, par exemple en attribuant à l'utilisation des réservoirs un coût en fonction de la saison. Dans le cas général, cependant, ce coût est difficile à déterminer, ce qui explique d'ailleurs la recherche très active dans la planification de l'usage des réservoirs

La Figure 2.5 montre le résultat d'une simulation sans contraintes sur les niveaux des réservoirs, au cours de trois années. On peut voir que lors de chaque crête de demande (en rouge), la production (en bleu) est en deçà de la courbe. Le phénomène est plus marqué lors de la troisième année et il est vraisemblable que cette tendance se maintienne si l'on poursuivait la simulation.

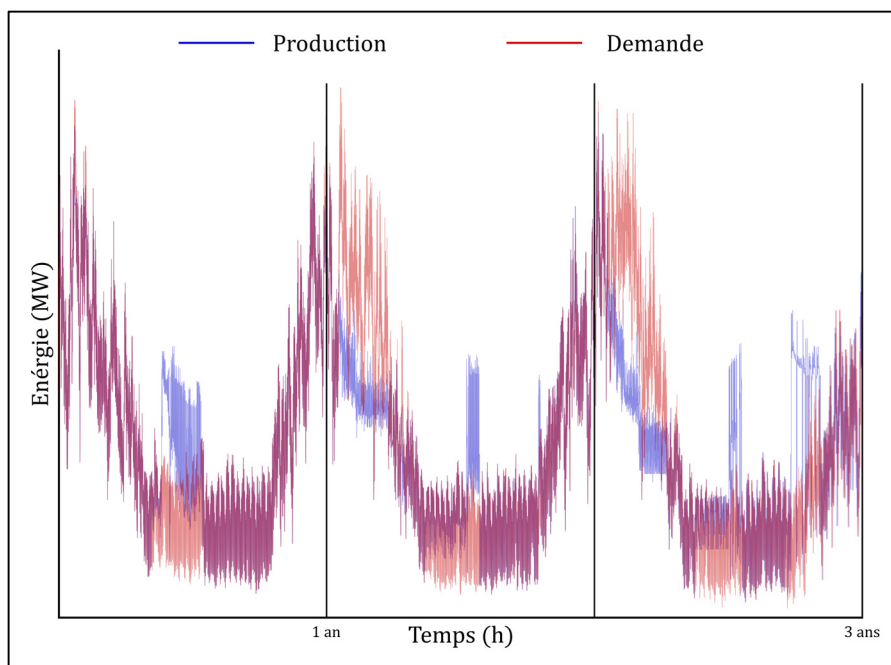


Figure 2.5 Satisfaction de la demande sans contraintes saisonnières sur les réservoirs

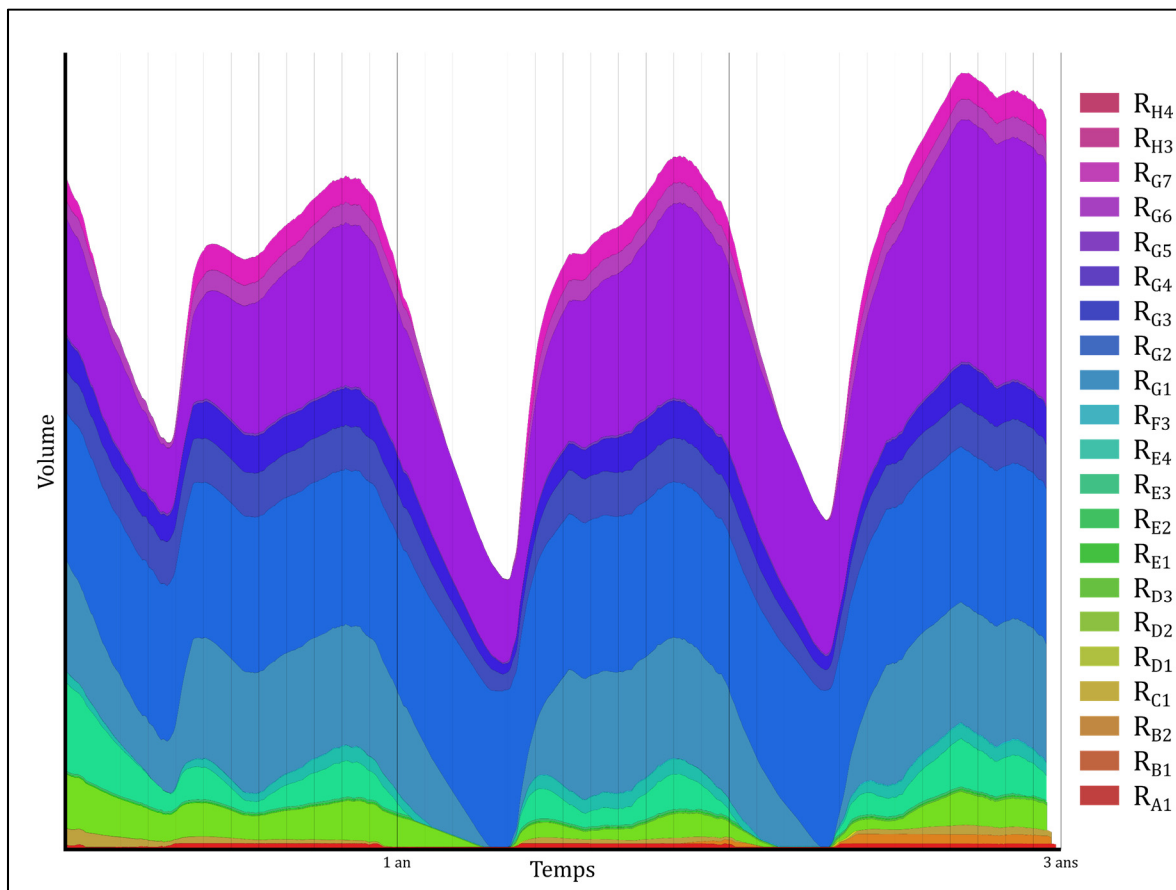


Figure 2.6 Niveaux finaux des réservoirs, sans contraintes saisonnières sur les niveaux

Sur la Figure 2.6 on peut en effet voir que, lors de chaque hiver, les réservoirs autre que ceux de la rivière G (en bleus et violet), et particulièrement ceux des rivières A, B, C, D, E et F (représentés en dessous dans les courbes de cumulés) sont vides de plus en plus tôt, et donc pour une période plus longue. Ceci explique la difficulté de satisfaire la demande dans ces périodes car plus d'un tiers des unités génératrices ne peuvent être utilisées faute d'eau. La raison de ce phénomène est la vision à court terme du programme de résolution du HUC. Celui-ci ne fait pas la différence dans son utilisation des réservoirs entre les périodes où la ressource se renouvelle (ou il faut utiliser en priorité les petits réservoirs pour éviter les déversements) et les périodes de sécheresse (ou il faut répartir la production de façon à préserver de la *capacité* de production).

Afin de contrebalancer cet effet, on propose de forcer des niveaux cibles aux réservoirs. Une autre hypothèse valide aurait été d'imposer des niveaux minimums. Le programme de résolution du HUC pose des contraintes moins fortes sur la violation des niveaux cibles que sur la violation des niveaux minimums, aussi le choix d'utiliser les premiers permet de garder une certaine latitude dans la résolution.

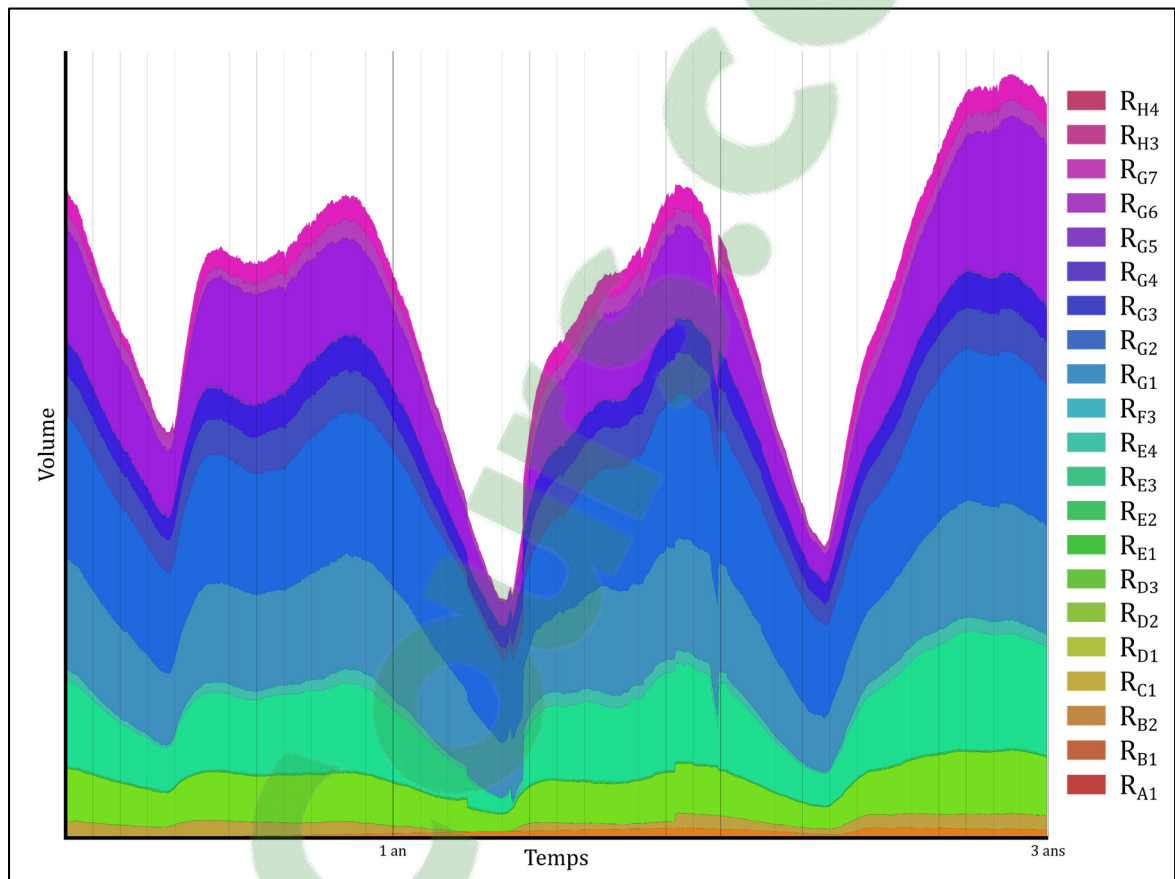


Figure 2.7 Profil des cibles de niveau des réservoirs

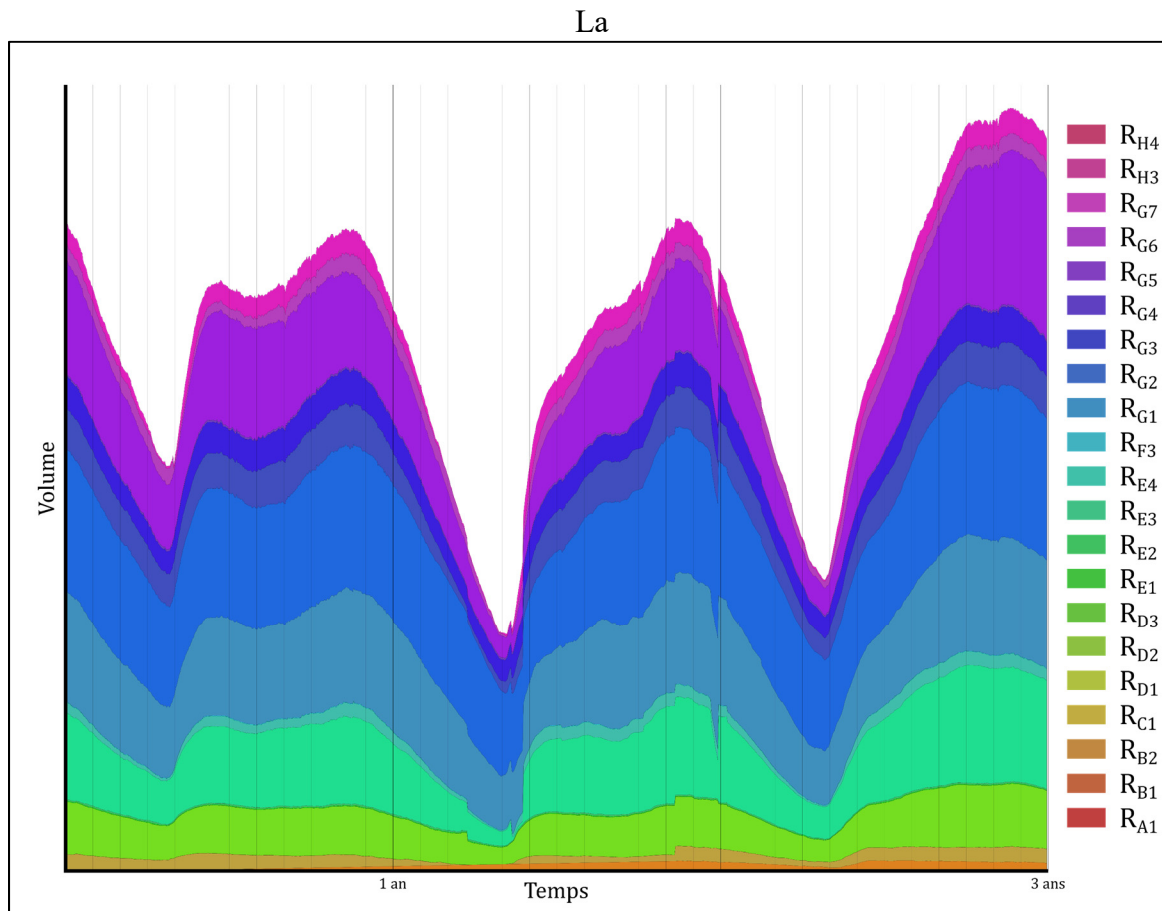


Figure 2.7 montre le profil des niveaux cibles de réservoirs considérés au cours du temps du scénario. Tout comme la demande, ce profil est variable en fonction des saisons, afin de suivre les variations provoquées par les apports naturels. Ces cibles de niveau forcent la répartition de la charge pour la satisfaction de la demande entre les centrales plutôt que d'en favoriser certaines en fonction de leur efficacité.

2.4 Métriques et états évalués

On s'intéresse dans ce projet, au niveau de dégradation des turbines, c'est-à-dire l'avancement des phénomènes de fissuration et l'érosion par cavitation, vis-à-vis des niveaux acceptables. Cependant, on s'inscrit dans le cadre plus global de la planification opérationnelle de l'utilisation des turbines. Pour cette raison, on s'intéresse aussi au potentiel de production du système. Finalement, l'approche par simulation requiert une vérification de la pertinence de la solution et de son degré de réalisme.

Les mesures introduites dans la suite de cette section peuvent être difficiles à appréhender. Pour cette raison, on a résumé des valeurs caractéristiques de ces mesures dans l'ANNEXE II.

2.4.1 Phénomène de dégradation : fatigue et cavitation

Concernant l'état de dégradation, on connaît les causes des phénomènes de fatigue (fissuration) et de cavitation. On sait aussi dans quelles conditions ces causes peuvent se réaliser.

Dans le cas de la propagation des fissures, celle-ci est causée par les contraintes dynamiques cycliques. Ces contraintes peuvent être de nature transitoire lors des régimes transitoires qui ont lieu aux changements d'état de la turbine : démarrage, marche à vide, arrêt, délestage, ou de nature, plus ou moins, stationnaire lors du régime synchrone (à charge partielle ou à pleine charge). Pour la modéliser fidèlement, il faudrait recourir à une modélisation probabiliste complexe combinée à une résolution différentielle. Dans la pratique, on va considérer qu'il s'agit d'une fonction linéaire proportionnelle au nombre de démarrages. Afin de pouvoir déterminer l'influence de nos choix sur le réseau, et plus précisément sur ses parties, on doit pouvoir appliquer cette mesure pour comparer des ensembles d'unités. L'Équation (2.2), où $\delta_{\sigma_u}^+$ est le nombre de démarrages de l'unité u et $\mathcal{T}$ l'ensemble des instants, illustre cette mesure en fonction d'un ensemble arbitraire $\mathcal{S}$ d'unités de production.

$$\forall \mathcal{S} \subset \mathcal{U}, \quad \mu_{\delta}(\mathcal{S}) = \frac{2 \sum_{u \in \mathcal{S}} \delta_{\sigma_u}^+}{\text{Card}(\mathcal{T}) \text{Card}(\mathcal{S})} \quad (2.2)$$

Plus la valeur de cette mesure est basse, moins une unité a été mise à contribution lors de la simulation. La valeur peut théoriquement être comprise entre 0 et 1. Une valeur de 0 correspond à un ensemble d'unités jamais utilisées tandis qu'une valeur de 1 correspondrait à un ensemble d'unités dont l'état changerait chaque heure.

Dans le cas de la cavitation, il s'agit d'un phénomène dû à la nature de l'écoulement (grandes chutes locales de pression). Des bulles d'air se forment et implosent contre la surface des lames, causent une onde qui attaque cette dernière et qui peut, à force de répétition, arracher des particules solides de cette surface (perte de masse, détérioration du rendement et bris). Ce

phénomène a lieu lors de l'opération de la turbine dans certaines conditions de rendement. Une turbine est généralement construite pour que son rendement optimal soit hors de la zone de cavitation, mais dans le cadre d'un réseau de génération électrique complexe, les turbines sont souvent opérées hors de leur point de rendement optimal (à charge partielle).

Plutôt que d'utiliser un modèle *exact* de la cavitation qui se révélerait complexe à calculer, nous avons retenu l'observation de deux états qui influent sur la cavitation : (i) le temps de fonctionnement (nombre d'instants où l'état, $\sigma_{u,t}$, est démarré) et (ii) l'écart de rendement ($\Delta P_{u,t}^{opt}$). De même que précédemment, cette mesure peut être appliquée à un ensemble arbitraire d'unités, ainsi que décrite dans les Équations (2.3) et (2.4).

$$\forall S \subset \mathcal{U}, \quad \mu_t(S) = \frac{\sum_{u \in S} \text{Card}\{t \in \mathcal{T} | \sigma_{u,t} = 1\}}{\text{Card}(\mathcal{T}) \text{Card}(S)} \quad (2.3)$$

$$\forall S \subset \mathcal{U}, \quad \mu_{\Delta P}(S) = \frac{1}{\text{Card}(S)} \sum_{u \in S} \frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} |\Delta P_{u,t}^{opt}|}{P_u^{opt} \max(1, \text{Card}\{t \in \mathcal{T} | \sigma_{u,t} = 1\})} \quad (2.4)$$

La première mesure, μ_t , est comprise entre 0, pour un ensemble d'unités non utilisées, et 1, pour un ensemble d'unités jamais arrêtées. La seconde mesure, $\mu_{\Delta P}$, correspond à l'écart relatif moyen entre la puissance effective et la puissance au point optimal de fonctionnement d'un ensemble d'unités lorsqu'elles sont en marche.

2.4.2 Production

Concernant le potentiel de production, un réseau hydro-électrique se repose sur la seule ressource hydraulique comme source d'énergie. Aussi, le potentiel de production du système est immédiatement relié à la quantité d'eau dans les réservoirs. Cette dernière est par ailleurs, la seule part sur laquelle on peut influencer.

Les données utilisées pour les scénarios considérés s'étendent d'un début d'année à la fin de la troisième année, c'est-à-dire au début de l'hiver. On considère que les réservoirs ne peuvent

donc pas être trop pleins lors de la fin de la simulation pour absorber un futur apport naturel : la saison à venir est celle où les apports sont les plus faibles.

On propose donc la mesure illustrée en Équation (2.5) pour comparer les niveaux finaux relatifs d'un ensemble de réservoirs. Comme pour les mesures de dégradation, il est possible que les changements soient répartis entre diverses parties du réseau, et l'importance de cette influence pourrait aussi être à relativiser en fonction des ensembles considérés.

$$\forall S \subset \mathcal{R}, \quad \mu_v(S) = \frac{\sum_{r \in S} V_{r,t_{final}}}{\sum_{r \in S} \bar{V}_r} \quad (2.5)$$

La valeur de cette mesure sera comprise entre 0 si la ressource a été complètement consommée à la fin de l'horizon et 1 si l'ensemble de réservoirs considéré a renouvelé complètement ses réserves à la fin de l'horizon.

Par ailleurs, tout déversement est aujourd'hui considéré comme une perte de production² (on a jeté de notre ressource sans l'utiliser), nous considérerons donc aussi la quantité d'eau déversée afin d'évaluer nos différentes stratégies. Ainsi l'Équation (2.6) mesure le déversement total depuis un ensemble de réservoir relativement à la quantité d'eau totale consommée dans ce même ensemble.

$$\forall S \subset \mathcal{R}, \quad \mu_v^-(S) = \frac{\sum_{r \in S} \sum_{p \in I_r^-} \sum_{t \in \mathcal{T}} w_{p,t}}{\sum_{r \in S} V_{r,t_0} + \sum_{t \in \mathcal{T}} N_{r,t} - V_{r,t_{final}}} \quad (2.6)$$

Cette mesure donne la proportion d'eau qui n'a pas servi à la production, mais n'a pas été conservée dans l'ensemble des réservoirs considérés.

² Nous nous permettons d'ailleurs de signaler une divergence d'opinions sur ce dernier point. Dans le cas où la demande est satisfaite, un déversement pourrait ne pas être considéré comme une perte, dans le cas où le niveau du réservoir est suffisamment haut, car le potentiel de production est déjà au maximum.

2.4.3 Réalisme

Tout travail de simulation doit donner une mesure du biais de cette simulation. Dans notre cas, il existe une marge d'erreur autour de la satisfaction de la demande. Cela est accepté, dans le cadre du HUC, car la demande étant simplement prévue, et l'opération étant ajustée pour la demande réelle, un léger biais est acceptable. Dans le cadre d'une simulation de l'opération sur une longue période, ces biais se cumulent et peuvent causer une déviation significative de la réalité.

Puisque nous travaillons, non pas avec une prédiction de la demande, mais avec un modèle qui représente la véritable demande, nous considérerons que le biais du programme de résolution est le biais réel. On consid  rera donc plusieurs mesures pour caractériser ce biais :

- Le nombre d'heures où la contrainte de satisfaction de la demande totale s'écarte au-delà de 5 % de la valeur attendue ;

$$\Delta_D^{5\%} = \frac{\text{Card} \left\{ t \in \mathcal{T} \mid \left| \frac{\sum_{a \in \mathcal{A}} D_{a,t} - \sum_{p \in \mathcal{P}} P_{p,t}^P}{\sum_{a \in \mathcal{A}} D_{a,t}} \right| > 5\% \right\}}{\text{Card}(\mathcal{T})} \quad (2.7)$$

Cette mesure est une proportion, plus elle est petite, plus nous sommes proches d'une résolution acceptable de notre système.

- L'écart maximum avec la contrainte de satisfaction de la demande totale ;

$$\overline{\Delta_D} = \max_{t \in \mathcal{T}} \left| \frac{\sum_{a \in \mathcal{A}} D_{a,t} - \sum_{p \in \mathcal{P}} P_{p,t}^P}{\sum_{a \in \mathcal{A}} D_{a,t}} \right| \quad (2.8)$$

Cette mesure est aussi une proportion. Plus elle est petite, meilleure est notre résolution du problème opérationnel.

- La somme des déficits relatifs de production par rapport à la demande totale ;

$$\Delta_D^\Sigma = \sum_{t \in \mathcal{T}} \frac{\sum_{a \in \mathcal{A}} D_{a,t} - \sum_{p \in \mathcal{P}} P_{p,t}^P}{\sum_{a \in \mathcal{A}} D_{a,t}} \quad (2.9)$$

Cette mesure indique la direction du biais de notre résolution. Si elle est nulle, alors les écarts se compensent sur l'ensemble de la simulation, si elle est négative, alors notre simulateur semble être majoritairement en sous-production, et si, au contraire, elle est positive, alors le simulateur surproduit la plupart du temps.

- La somme des écarts relatifs avec la contrainte de satisfaction de la demande totale.

$$\Delta_D^{\Sigma+} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left| \frac{\sum_{a \in \mathcal{A}} D_{a,t} - \sum_{p \in \mathcal{P}} P_{p,t}^P}{\sum_{a \in \mathcal{A}} D_{a,t}} \right| \quad (2.10)$$

De même que dans les deux premières mesures, cette somme représente la valeur du biais.

Contrairement aux mesures des sections précédentes, ces mesures considèrent le système dans son ensemble plutôt qu'une répartition. Cela vient du fait qu'on ne s'intéresse pas à la mesure d'une conséquence sur une partie du système, mais à la justesse de notre modèle.

2.5 Étapes de résolution

Afin de résoudre le problème qui nous est posé, nous avons proposé trois jalons de résolution.

Jalon 1 : Tout d'abord, afin de valider notre approche, il faut s'assurer de la faisabilité des changements sur l'ordre d'engagement. Pour cela, on propose dans un premier temps de comparer les conséquences sur le système de l'utilisation du choix opérationnel pratique d'engagement, par ordre d'efficacité avec celles d'un choix *a priori* peu recommandé, l'utilisation des unités en ordre inverse d'efficacité. Cette analyse permet de répondre à plusieurs questions.

- Dans quelle mesure notre système est-il sensible à l'ordre d'engagement vis-à-vis de sa performance en production ?

- Est-ce que le changement de l'ordre d'engagement a une influence sur la dégradation des unités sur l'ensemble de l'opération à long terme ? Ou, celle-ci est-elle globalement identique ?

Jalon 2 : Une fois ces éléments vérifiés et confirmés, nous proposons d'étudier la latitude de l'opérateur à influencer sur la dégradation des unités. Pour cela, nous considérerons un ordre qui, après sélection d'un groupe des unités, tente d'accélérer leur dégradation, puis un autre ordre qui au contraire tente de ralentir leur dégradation. On répètera cette expérience avec plusieurs groupes d'unités distinctes afin de déterminer des corrélations entre les caractéristiques de ces unités et l'intervalle réalisable pour la dégradation.

Une telle étude pourra servir aux planificateurs de maintenance pour évaluer leurs marges dans le positionnement des interventions de maintenance. Elle permet aussi à l'opérateur d'évaluer la faisabilité de ses choix en fonction du plan de maintenance qui lui est imposé.

Jalon 3 : Finalement, on propose d'intégrer un plan de maintenance dans la simulation et proposer un plan d'opération avec un ordre variable en fonction du temps pour se conformer au mieux à ce plan de maintenance.

La suite de cette thèse est organisée autour de ces étapes. Le CHAPITRE 3 étudie le déterminisme de l'approche proposée. Le CHAPITRE 4 détaille la première étape (l'étude de faisabilité des changements). Il contiendra une description plus complète de l'expérience, ainsi qu'une discussion des résultats. Le CHAPITRE 5 contient la description de l'étude de la marge d'opération. L'expérience est appliquée à plusieurs ensembles d'unités et des conclusions et corrélations sont tirées. Le CHAPITRE 6 contient la description de l'étude d'opération adaptée au plan de maintenance ainsi que les résultats attendus.

2.6 Résumé des hypothèses de travail et de l'approche proposée

Au cours de ce chapitre, on a exposé notre approche par simulation, justifiée par la complexité du problème et la longueur, en temps de résolution, qu'impliquerait une approche par optimisation pour trouver les stratégies optimales.

On a présenté la structure topologique du système étudié ainsi que les caractéristiques et valeurs des paramètres principaux (demande, apports hydrologiques naturels, etc.).

Nous avons ensuite défini les métriques que nous proposons pour vérifier les conséquences sur l'état de dégradation et la capacité de production du réseau ainsi que le réalisme des plans opérationnels étudiés. Ces métriques sont dépendantes de la structure du système étudié, mais peuvent être appliquées pour comparer les résultats de simulation pour une même structure et de mêmes données de planification.

Finalement, nous avons proposé un plan de travail en trois étapes : confirmer que nos décisions n'auront pas un impact négatif important sur la production, déterminer la marge de manœuvre concernant la détermination de l'usage des diverses unités génératrices et finalement proposer une approche permettant de diriger la dégradation des unités en fonction de leur plan de maintenance.

CHAPITRE 3

VALIDATION DU MODÈLE DE SIMULATION PAR RÉOLUTIONS HUC SUCCESSIVES

Comme évoqué à la Section 2.2, on propose d'évaluer les décisions opérationnelles en simulant chaque jour d'opération par l'exécution d'un programme de résolution du HUC. En effet, la résolution d'un problème HUC est effectuée par des méthodes éprouvées et déterministes.

Ce chapitre va présenter les critères étudiés pour la validation de notre approche. Dans un premier temps, on développera l'argument selon lequel le temps de simulation est acceptable cependant que le temps de résolution serait trop long pour présenter un intérêt applicatif dans l'état actuel des capacités informatiques.

Ensuite, nous nous pencherons sur les limites de notre approche et vérifierons l'influence de ces limites. En effet, si la résolution du HUC est effectuée par des méthodes déterministes, la simulation ne l'est pas, à cause de critères d'arrêts utilisés. Nous verrons finalement que ce caractère non déterministe n'est pas critique dans le cadre de notre application.

3.1 Simulation par résolutions séquentielles

Idéalement, on voudrait résoudre le problème sur l'ensemble de l'horizon considéré pour obtenir l'optimum, cependant les méthodes de résolutions pour un tel problème sont sujettes à l'explosion combinatoire. Aussi, si le temps de résolution moyen pour une résolution sur un horizon d'une durée de 24 heures (environ 7 200 variables de décisions, plus de 60 000 paramètres³) se compte en minutes, la résolution pour une durée de trois ans (environ 7 900 000 variables de décisions et plus de 65 000 000 de paramètres) prendrait plusieurs mois.

³ On invite le lecteur intéressé par de plus amples informations sur ces paramètres à se reporter à l'ANNEXE I, qui donne de plus amples détails. On signale tout de même que la méthode employée ici est applicable à d'autres programmes de résolution du HUC, avec plus de détails ou moins de détails. Ce niveau de détail influencera les décisions à prendre, mais il est de l'avis de l'auteur qu'une plus grande précision que l'heure d'opération n'apporterait pas de gains significatifs pour la difficulté accrue de résolution.

En effectuant une simulation par résolutions successives à la journée, on obtient une complexité linéaire.

Si l'on note $\theta(t)$ le temps de résolution attendu pour la résolution optimale du HUC pour un horizon de durée t , $\theta_s(t)$ la durée de simulation pour un horizon t , T l'horizon simulé et ΔT la durée du pas de résolution, la relation de l'Équation (3.1) donne la durée de résolution attendue pour la simulation. Considérant que θ est une fonction proportionnelle à la factorielle, on observe que la durée de simulation est effectivement bien inférieure à la résolution optimale du problème.

$$\theta_s(T) = \frac{T}{\Delta T} \theta(\Delta T) < \theta(T) \quad (3.1)$$

De plus, le programme de résolution HUC, afin de réduire le temps de résolution, introduit des contraintes d'opération et les applique tout au long de son horizon. Pour cette raison, si l'on veut adapter l'usage au cours du temps (en fonction des saisons), cela se révèle difficile dans une approche d'optimisation globale, et augmenterait encore le temps de résolution.

On s'intéresse ici à l'adaptation de l'opération à des considérations de maintenance. Cette approche par simulation séquentielle nous permet de modifier cette politique en fonction de l'état de dégradation connu du système. Par ailleurs, ceci correspond à la réalité de l'opération d'un réseau électrique. En effet, chaque jour, le HUC est résolu pour la journée, soumis à l'ISO le cas échéant et légèrement ajusté au cours de la journée effective.

3.2 Caractère non déterministe de la simulation

Si on retient que la résolution du HUC est parfaite (c.-à-d. l'opération effective suit parfaitement le plan obtenu par cette résolution) et déterministe comme hypothèse, alors l'approche par simulation considère parfaitement le système dans son état connu à chaque instant, sans être influencée par l'état futur, et elle est elle-même déterministe. Cependant, dans la pratique certaines configurations du réseau rendent la résolution du HUC extrêmement

difficile (et donc longue à effectuer). Afin de conserver des temps raisonnables de résolution, on impose un critère d'arrêt sur la résolution du HUC quotidien qui est le temps effectif de résolution. Si ce critère est atteint, on arrête la résolution et l'on prend la meilleure solution trouvée dans le temps accordé.

Ce critère d'arrêt, bien qu'il soit commun est en fait une source de non déterminisme pour toutes les résolutions dont la durée excéderait le temps alloué. Dans le cadre de la résolution d'un seul HUC, la différence est faible et apparemment sans conséquence majeure, cependant dans le cadre de la simulation, le résultat d'une résolution quotidienne influence le point de départ de la résolution pour le jour suivant. Ces biais se cumulent et se multiplient pouvant théoriquement causer un grand biais sur la simulation globale.

3.2.1 Écarts de simulation

Comme l'état de la machine de simulation (température du processeur, autres processus en cours d'exécution, affectation des ressources par le système...) peut changer entre deux simulations, même avec les mêmes critères d'arrêt, on propose dans cette section de s'intéresser à la divergence induite par ces différences dans le nombre d'itérations.

Une vérification rigoureuse de ce phénomène nécessiterait d'effectuer un nombre élevé de résolutions pour chacun des choix, afin de déterminer le modèle stochastique des résultats, et d'en déduire la variation sur les éléments étudiés. Si la variation est petite devant la différence entre les divers choix opérationnels, alors les conclusions sont valides.

Considérant les impératifs temporels de ce travail, nous montrons ici les résultats de la simulation pour sept résolutions avec les mêmes entrées et la même stratégie opérationnelle (les unités les plus efficaces en premier – voir CHAPITRE 4). Pour chaque mesure, on notera dans la colonne intitulée Δ l'écart des valeurs et dans celle intitulée $\bar{m}$ la moyenne de ces valeurs.

Tableau 3.1 Mesure de déviation de la réalité (simulations identiques)

	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	Δ	$\bar{m}$
$\Delta_D^{5\%}$	$7,4.10^{-2}$	$7,4.10^{-2}$	$7,5.10^{-2}$	$7,5.10^{-2}$	$7,5.10^{-2}$	$7,5.10^{-2}$	$7,5.10^{-2}$	$1,75.10^{-3}$	$7,46.10^{-2}$
$\bar{\Delta}_D$	$5,3.10^{-1}$	$5,3.10^{-1}$	$5,3.10^{-1}$	$5,3.10^{-1}$	$5,3.10^{-1}$	$5,3.10^{-1}$	$5,3.10^{-1}$	$2,44.10^{-3}$	$5,33.10^{-1}$
$\Delta_D^{\Sigma+}$	$1,6.10^{-2}$	$1,6.10^{-2}$	$1,6.10^{-2}$	$1,6.10^{-2}$	$1,6.10^{-2}$	$1,6.10^{-2}$	$1,6.10^{-2}$	$2,27.10^{-4}$	$1,62.10^{-2}$
Δ_D^{Σ}	-3.10^{-7}	-3.10^{-7}	-3.10^{-7}	-3.10^{-7}	-3.10^{-7}	-3.10^{-7}	-3.10^{-7}	$8,15.10^{-9}$	$-3,43.10^{-7}$

Concernant les mesures globales de déviation à la réalité (proportion du temps avec un écart de production élevé, écart de production maximum, écart de production cumulé et écart de production compensé), aucune des simulations effectuées n'a montré de grande différence, aussi qu'on peut le remarquer dans le Tableau 3.1, ces mesures sont très proches dans les diverses simulations. Ceci indique que les écarts induits par les divers cas où la résolution a été interrompue n'ont pas d'influence sur le réalisme global de la simulation.

Tableau 3.2 Mesures globales de production et de dégradation (simulations identiques)

	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	Δ	$\bar{m}$
$\mu_\delta(\mathcal{U})$	$4,0.10^{-2}$	$4,0.10^{-2}$	$4,0.10^{-2}$	$4,0.10^{-2}$	$4,0.10^{-2}$	$4,0.10^{-2}$	$4,0.10^{-2}$	$5,07.10^{-4}$	$3,99.10^{-2}$
$\mu_t(\mathcal{U})$	$6,4.10^{-1}$	$6,4.10^{-1}$	$6,4.10^{-1}$	$6,4.10^{-1}$	$6,4.10^{-1}$	$6,4.10^{-1}$	$6,4.10^{-1}$	$1,22.10^{-3}$	$6,39.10^{-1}$
$\mu_{\Delta P}(\mathcal{U})$	$1,2.10^{-3}$	$1,2.10^{-3}$	$1,2.10^{-3}$	$1,2.10^{-3}$	$1,2.10^{-3}$	$1,2.10^{-3}$	$1,2.10^{-3}$	$1,24.10^{-5}$	$1,17.10^{-3}$
$\mu_v(\mathcal{U})$	$8,1.10^{-1}$	$8,1.10^{-1}$	$8,1.10^{-1}$	$8,0.10^{-1}$	$8,0.10^{-1}$	$8,1.10^{-1}$	$8,1.10^{-1}$	$6,09.10^{-3}$	$8,06.10^{-1}$
$\mu_v^-(\mathcal{U})$	$2,1.10^{-1}$	$2,1.10^{-1}$	$2,1.10^{-1}$	$2,1.10^{-1}$	$2,1.10^{-1}$	$2,1.10^{-1}$	$2,1.10^{-1}$	$1,85.10^{-3}$	$2,06.10^{-1}$

De manière plus intéressante, les mesures globales de production et de dégradation des unités, dans le Tableau 3.2, ont aussi des écarts faibles. Si, dans la suite, les écarts constatés entre des simulations sont plus grands qu'un pour cent de la valeur, alors il s'agit d'un écart significatif et pas simplement d'une valeur induite par le caractère non déterministe de la résolution.

Comme on le verra par la suite, les valeurs globales ne sont pas forcément représentatives des écarts locaux. Aussi il faut s'intéresser aux valeurs des mesures pour chaque rivière. On les a montrées dans le Tableau 3.3.

On peut y constater que des écarts plus significatifs sont présents. Concernant, pour chaque rivière, la mesure du nombre de démarrages, les écarts sont de l'ordre de 5.10^0 à 1.10^1 pour

cent contre 1.10^0 pour cent dans les mesures globales. Les écarts sur les rivières devront donc être plus élevés pour en déduire que ce changement est dû à notre stratégie opérationnelle et non au caractère non déterministe de la simulation.

Tableau 3.3 Mesure de dégradation par rivières (simulations identiques)

	EF1	EF2	EF3	EF4	EF5	EF6	EF7	Δ	$\bar{m}$
$\mu_\delta(U_A^R)$	$5,4.10^{-2}$	$5,4.10^{-2}$	$5,4.10^{-2}$	$5,5.10^{-2}$	$5,4.10^{-2}$	$5,5.10^{-2}$	$5,5.10^{-2}$	$1,75.10^{-3}$	$5,45.10^{-2}$
$\mu_t(U_A^R)$	$6,5.10^{-1}$	$6,5.10^{-1}$	$6,5.10^{-1}$	$6,5.10^{-1}$	$6,5.10^{-1}$	$6,5.10^{-1}$	$6,5.10^{-1}$	$4,73.10^{-3}$	$6,48.10^{-1}$
$\mu_{\Delta P}(U_A^R)$	$2,5.10^{-3}$	$2,6.10^{-3}$	$2,6.10^{-3}$	$2,7.10^{-3}$	$2,6.10^{-3}$	$2,6.10^{-3}$	$2,6.10^{-3}$	$1,57.10^{-4}$	$2,58.10^{-3}$
$\mu_\delta(U_B^R)$	$1,7.10^{-2}$	$1,7.10^{-2}$	$1,6.10^{-2}$	$1,8.10^{-2}$	$1,7.10^{-2}$	$1,7.10^{-2}$	$1,7.10^{-2}$	$1,96.10^{-3}$	$1,70.10^{-2}$
$\mu_t(U_B^R)$	$8,5.10^{-2}$	$8,6.10^{-2}$	$8,5.10^{-2}$	$8,6.10^{-2}$	$8,6.10^{-2}$	$8,6.10^{-2}$	$8,6.10^{-2}$	$9,24.10^{-4}$	$8,57.10^{-2}$
$\mu_{\Delta P}(U_B^R)$	$1,8.10^{-3}$	$1,6.10^{-3}$	$1,7.10^{-3}$	$1,8.10^{-3}$	$1,8.10^{-3}$	$1,7.10^{-3}$	$1,7.10^{-3}$	$1,86.10^{-4}$	$1,73.10^{-3}$
$\mu_\delta(U_C^R)$	$5,7.10^{-2}$	$5,2.10^{-2}$	$5,3.10^{-2}$	$5,3.10^{-2}$	$5,1.10^{-2}$	$5,3.10^{-2}$	$5,5.10^{-2}$	$5,64.10^{-3}$	$5,33.10^{-2}$
$\mu_t(U_C^R)$	$5,0.10^{-1}$	$5,0.10^{-1}$	$5,0.10^{-1}$	$5,0.10^{-1}$	$5,0.10^{-1}$	$5,0.10^{-1}$	$5,1.10^{-1}$	$4,44.10^{-3}$	$5,04.10^{-1}$
$\mu_{\Delta P}(U_C^R)$	$4,0.10^{-3}$	$3,9.10^{-3}$	$3,9.10^{-3}$	$3,9.10^{-3}$	$3,9.10^{-3}$	$3,9.10^{-3}$	$3,9.10^{-3}$	$8,87.10^{-5}$	$3,94.10^{-3}$
$\mu_\delta(U_D^R)$	$5,8.10^{-2}$	$5,9.10^{-2}$	$5,7.10^{-2}$	$5,9.10^{-2}$	$5,9.10^{-2}$	$6,0.10^{-2}$	$5,9.10^{-2}$	$2,58.10^{-3}$	$5,87.10^{-2}$
$\mu_t(U_D^R)$	$6,1.10^{-1}$	$6,1.10^{-1}$	$6,1.10^{-1}$	$6,1.10^{-1}$	$6,1.10^{-1}$	$6,1.10^{-1}$	$6,1.10^{-1}$	$5,32.10^{-3}$	$6,10.10^{-1}$
$\mu_{\Delta P}(U_D^R)$	$1,5.10^{-3}$	$1,6.10^{-3}$	$1,6.10^{-3}$	$1,6.10^{-3}$	$1,6.10^{-3}$	$1,6.10^{-3}$	$1,6.10^{-3}$	$1,76.10^{-5}$	$1,56.10^{-3}$
$\mu_\delta(U_E^R)$	$5,4.10^{-2}$	$5,5.10^{-2}$	$5,3.10^{-2}$	$5,5.10^{-2}$	$5,3.10^{-2}$	$5,4.10^{-2}$	$5,3.10^{-2}$	$2,11.10^{-3}$	$5,39.10^{-2}$
$\mu_t(U_E^R)$	$4,9.10^{-1}$	$4,9.10^{-1}$	$4,9.10^{-1}$	$5,0.10^{-1}$	$4,9.10^{-1}$	$4,9.10^{-1}$	$4,9.10^{-1}$	$3,03.10^{-3}$	$4,94.10^{-1}$
$\mu_{\Delta P}(U_E^R)$	$8,3.10^{-4}$	$8,1.10^{-4}$	$8,2.10^{-4}$	$8,2.10^{-4}$	$8,2.10^{-4}$	$8,2.10^{-4}$	$8,3.10^{-4}$	$1,53.10^{-5}$	$8,21.10^{-4}$
$\mu_\delta(U_F^R)$	$7,1.10^{-2}$	$6,9.10^{-2}$	$6,7.10^{-2}$	$7,0.10^{-2}$	$6,9.10^{-2}$	$6,9.10^{-2}$	$6,9.10^{-2}$	$3,62.10^{-3}$	$6,93.10^{-2}$
$\mu_t(U_F^R)$	$5,9.10^{-1}$	$5,9.10^{-1}$	$6,0.10^{-1}$	$6,0.10^{-1}$	$5,9.10^{-1}$	$5,9.10^{-1}$	$5,9.10^{-1}$	$3,96.10^{-3}$	$5,94.10^{-1}$
$\mu_{\Delta P}(U_F^R)$	$7,9.10^{-4}$	$7,6.10^{-4}$	$7,9.10^{-4}$	$7,8.10^{-4}$	$7,6.10^{-4}$	$7,7.10^{-4}$	$7,6.10^{-4}$	$3,29.10^{-5}$	$7,72.10^{-4}$
$\mu_\delta(U_G^R)$	$2,2.10^{-2}$	$2,1.10^{-2}$	$2,2.10^{-2}$	$2,1.10^{-2}$	$2,1.10^{-2}$	$2,1.10^{-2}$	$2,1.10^{-2}$	$8,64.10^{-4}$	$2,12.10^{-2}$
$\mu_t(U_G^R)$	$7,9.10^{-1}$	$7,9.10^{-1}$	$7,9.10^{-1}$	$7,9.10^{-1}$	$7,9.10^{-1}$	$7,9.10^{-1}$	$7,9.10^{-1}$	$6,46.10^{-4}$	$7,91.10^{-1}$
$\mu_{\Delta P}(U_G^R)$	$9,8.10^{-4}$	$9,7.10^{-4}$	$9,8.10^{-4}$	$9,7.10^{-4}$	$9,8.10^{-4}$	$9,7.10^{-4}$	$9,7.10^{-4}$	$1,08.10^{-5}$	$9,72.10^{-4}$
$\mu_\delta(U_H^R)$	$7,7.10^{-2}$	$7,9.10^{-2}$	$8,0.10^{-2}$	$7,8.10^{-2}$	$7,9.10^{-2}$	$7,7.10^{-2}$	$8,0.10^{-2}$	$3,42.10^{-3}$	$7,85.10^{-2}$
$\mu_t(U_H^R)$	$4,3.10^{-1}$	$4,2.10^{-1}$	$4,2.10^{-1}$	$4,3.10^{-1}$	$4,2.10^{-1}$	$4,2.10^{-1}$	$4,2.10^{-1}$	$4,60.10^{-3}$	$4,23.10^{-1}$
$\mu_{\Delta P}(U_H^R)$	$9,7.10^{-4}$	$9,5.10^{-4}$	$9,8.10^{-4}$	$9,5.10^{-4}$	$9,8.10^{-4}$	$9,7.10^{-4}$	$9,5.10^{-4}$	$3,33.10^{-5}$	$9,65.10^{-4}$

3.2.2 Précision de la résolution

Considérant que le programme de résolution du HUC peut résoudre, avec suffisamment de temps, toutes les situations effectivement rencontrées au cours de la simulation, les mesures de déviations à la réalité correspondent à des mesures qui caractérisent à quel point le critère de temps de résolution pénalise la simulation vis-à-vis de sa proximité à la réalité.

Dans cette section, on s'intéresse à l'influence du temps maximal alloué à la résolution du HUC quotidien. On a effectué une simulation où le temps alloué pour la résolution était d'une

Tableau 3.4 Mesure de déviation de la réalité avec différents temps de résolution

	$\Delta_D^{5\%}$	$\overline{\Delta_D}$	Δ_D^{Σ}	$\Delta_D^{\Sigma+}$
I	$7,4.10^{-2}$	$5,3.10^{-1}$	$-3,4.10^{-7}$	$1,6.10^{-2}$
II	$7,3.10^{-2}$	$5,3.10^{-1}$	$-3,2.10^{-7}$	$1,5.10^{-2}$
I ⁺	$4,4.10^{-2}$	$5,3.10^{-1}$	$-1,4.10^{-7}$	$9,8.10^{-3}$

heure, avec les mêmes données pour la caractérisation du réseau, de la demande et des intrants naturels que lors des autres simulations de ce document. On note cette simulation I⁺. On compare cette simulation à deux simulations où seules 10 minutes étaient allouées à chaque résolution, notée I et II. Ces deux simulations considèrent les mêmes caractéristiques que I⁺, à la différence de l'ordre d'engagement pour II, détaillé dans le chapitre suivant.

Comme on peut s'y attendre, accorder un plus grand temps de résolution permet de réduire le nombre de jours où une solution sous-optimale a été choisie, presque de moitié, ainsi qu'indiqué par la colonne $\Delta_D^{5\%}$ dans le Tableau 3.4. Cela a un impact sur la déviation cumulée et la déviation compensée, de la même magnitude. Cependant, les écarts maximaux à la production sont identiques. Indiquant que les jours où la résolution était très difficile dans les simulations considérées restaient difficiles à résoudre même avec un temps largement plus élevé de calcul.

On peut supposer que du point de vue de la déviation à la réalité, un plus long temps permet de se rapprocher de la réalité dans la plupart des cas, mais pas dans les cas de plus grand écart. Cela présente un intérêt limité pour un accroissement du temps de simulation significatif.

Le Tableau 3.5 indique que la simulation avec un plus grand temps de résolution garde un nombre de démarrages semblable, mais privilégie légèrement une plus grande variation du régime de fonctionnement autour du point optimal de fonctionnement par rapport au temps d'opération. Cette décision semble permettre une plus grande économie hydrologique. En effet, la mesure des niveaux de réservoirs et sensiblement plus élevée.

Tableau 3.5 Mesures globales de production et dégradation avec différents temps de résolution

	$\mu_\delta(\mathcal{U})$	$\mu_t(\mathcal{U})$	$\mu_{\Delta P}(\mathcal{U})$	$\mu_v(\mathcal{R})$	$\mu_v^-(\mathcal{R})$
I	$4,00.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,17.10^{-3}$	$8,09.10^{-1}$	$2,05.10^{-1}$
II	$3,40.10^{-2}$	$6,41.10^{-1}$	$1,25.10^{-3}$	$8,07.10^{-1}$	$2,02.10^{-1}$
I+	$4,04.10^{-2}$	$6,32.10^{-1}$	$1,24.10^{-3}$	$8,23.10^{-1}$	$1,69.10^{-1}$

On n'a pas reporté ici les mesures pour chaque rivière ou chaque centrale, mais les résultats au sein de ces ensembles sont sensiblement proches.

Nous avons conclu de cette analyse que l'augmentation du temps de résolution accordé pour chaque résolution journalière (par un facteur 10) n'était pas justifiée dans le cadre de notre travail. Cependant dans un cadre d'application industrielle effective, il semble qu'il faudra mener cette étude afin de déterminer la précision requise du modèle. Par ailleurs, dans le cadre d'une optimisation de la stratégie, nous recommandons d'utiliser ce mécanisme pour créer une fonction d'approximation du modèle d'opération.

3.3 Résumé des choix de paramètres de résolution

Pour résumer, on a montré dans cette section que l'approche par simulation, bien que fournissant une solution qui n'est pas *globalement* optimale, permet des gains significatifs de temps d'évaluation en créant une solution optimale sur chaque segment.

On a expliqué la source du caractère non déterministe (induit par le critère de temps alloué de résolution pour le HUC quotidien) et étudié brièvement ses conséquences. On en a déduit que les écarts au niveau global de plus de 1% de la valeur de la mesure dans les simulations d'étude restaient pertinents malgré ce non déterministe. On a aussi indiqué qu'un temps plus long accordé pour la résolution entraînait des gains mineurs seulement et présentait donc peu d'intérêt en regard du temps global utilisé.

CHAPITRE 4

OPÉRATION DIRIGÉE PAR DES CONSIDÉRATIONS OPÉRATIONNELLES

4.1 Introduction

Dans le cadre général du HUC, sa résolution vise principalement la maximisation d'un gain financier par la minimisation d'une perte de production, l'extension d'une durée de vie ou le report d'un investissement. La pratique élémentaire veut que les unités les plus rentables (qui utilisent le moins d'eau pour produire de l'énergie) soient utilisées en premier et dans un régime le plus efficace possible. Dans la mesure où nous voudrions changer cet ordre d'engagement, on se propose tout d'abord d'étudier les conséquences d'un choix opérationnel, *a priori*, peu judicieux : on va démarrer en priorité les unités les moins efficaces, c'est-à-dire qu'on va consommer plus d'eau pour produire l'énergie.

4.2 Considérations opérationnelles courantes

Dans le cadre de la résolution du HUC, l'objectif affiché est de produire l'énergie requise au moindre coût. Pour cette raison, l'utilisation des turbines les plus efficaces en priorité est favorisée, car elle permet d'utiliser le moins d'eau pour la production. Ce modèle ne considère en rien les coûts d'amortissement liés à la maintenance des unités et les implications financières inhérentes au report (ou à la précipitation) de l'acquisition d'un nouvel équipement.

Dans le cadre de l'opération réelle du réseau, d'autres considérations pourraient être prises en compte. Le potentiel de déversement et les niveaux courants et visés du réservoir sont des exemples de telles considérations.

A contrario, l'ordre inverse d'efficacité devrait donc produire un plan opérationnel résultant en une plus grande utilisation de la ressource et, par conséquent, à des réservoirs moins remplis. Vis-à-vis de la capacité de production, l'ordre n'a pas d'impact direct, mais il est possible que

le biais négatif sur les réservoirs, avec l'accumulation, réduise cette capacité de production (sur la fin de l'horizon considéré).

4.3 Simulation du comportement du réseau en fonction de l'ordre d'engagement

Afin de répondre à la question posée (dans quelle mesure notre système est-il sensible à l'ordre d'engagement vis-à-vis de sa performance en production ?), on propose donc l'expérience suivante : avec un état initial identique, des intrants naturels identiques, une même politique de gestion des cibles de réservoir, les mêmes contraintes de transmission et une même demande, on compare la performance du système lorsque les groupes les plus efficaces au sein des centrales sont utilisés avant les groupes moins efficaces de la même centrale avec la performance du système lorsque ces mêmes groupes sont utilisés après les groupes moins efficaces (ordre inverse d'engagement).

En considérant $\mathcal{P}$, l'ensemble des centrales, Σ_p^U , l'ensemble des unités génératrices de la centrale p , $P_{p,t}^P$, la production de la centrale p à l'instant t , et $P_{\theta_I(\alpha,p),t}$, la production de l'unité $\theta_I(\alpha,p)$ à l'instant t , les fonctions de production considérées s'expriment donc mathématiquement sous la forme :

$$\forall p \in \mathcal{P}, \quad P_{p,t}^P = \sum_{\alpha=1}^{card(\Sigma_p^U)} P_{\theta_I(\alpha,p),t} \quad (4.1)$$

et

$$\forall p \in \mathcal{P}, \quad P_{p,t}^P = \sum_{\alpha=1}^{card(\Sigma_p^U)} P_{\theta_{II}(\alpha,p),t} \quad (4.2)$$

avec θ_I et θ_{II} les fonctions d'ordres définies telles que :

$$\forall p \in \mathcal{P}, \forall (\alpha, \beta) \in \llbracket 1, \text{Card}(\Sigma_p^U) \rrbracket^2, \begin{cases} \alpha < \beta \Rightarrow P_{\theta_I(\alpha, p)}^{opt} \leq P_{\theta_I(\beta, p)}^{opt} \\ \alpha < \beta \Rightarrow P_{\theta_{II}(\beta, p)}^{opt} \leq P_{\theta_{II}(\alpha, p)}^{opt} \\ \alpha \neq \beta \Rightarrow \theta_I(\alpha, p) \neq \theta_I(\beta, p) \\ \alpha \neq \beta \Rightarrow \theta_{II}(\alpha, p) \neq \theta_{II}(\beta, p) \end{cases} \quad (4.3)$$

On se référera pour la suite à l'expérience avec l'ordre donné par θ_I par le nom d'*Efficient-First* (ou EF) et à l'expérience se reposant sur l'ordre θ_{II} par le nom d'*Efficient-Last* (ou EL). On résout ces deux cas à l'aide d'une simulation, ainsi qu'évoqué dans le CHAPITRE 2.

4.4 Résultats et discussion

Dans cette section, on présente les valeurs des mesures évoquées dans le chapitre précédent pour des éléments significatifs du réseau. On commence par les valeurs globales, et au niveau des rivières avant de regarder plus en détail certaines centrales.

4.4.1 Mesures globales

Afin de vérifier la pertinence de notre simulateur, on évalue les quatre mesures, proposées dans la Section 2.4.3, de distance à la réalité. Le Tableau 4.1 donne les valeurs obtenues. Chaque ligne correspond à la simulation d'une stratégie opérationnelle que la seconde colonne indique. Les colonnes suivantes donnent les valeurs des mesures de distance à la réalité : le pourcentage de grand écart à la demande ($\Delta_D^{5\%}$), l'écart maximum à la demande ($\overline{\Delta_D}$), la valeur totale de l'écart à la demande (Δ_D^Σ) et la valeur absolue de l'écart total à la demande ($\Delta_D^{\Sigma+}$) respectivement. On peut noter que l'écart le plus grand est très important (53 % de la demande de ce jour-là n'est pas satisfaite, ou produite en surplus, par notre simulateur), mais qu'il s'agit d'un cas très isolé. En effet, malgré cette valeur élevée, l'écart moyen est de l'ordre d'un pour

Tableau 4.1 Mesure de validité de la simulation pour EF et EL

Simulation	Ordre	$\Delta_D^{5\%}$	$\overline{\Delta_D}$	Δ_D^Σ	$\Delta_D^{\Sigma+}$
I	Efficient First	$7,41.10^{-2}$	$5,32.10^{-1}$	$-3,38.10^{-7}$	$1,61.10^{-2}$
II	Efficient Last	$7,34.10^{-2}$	$5,25.10^{-1}$	$-3,22.10^{-7}$	$1,53.10^{-2}$

Tableau 4.2 Mesure de dégradation globale sur le réseau pour EF et EL

Simulation	Ordre	$\mu_\delta(\mathcal{U})$	$\mu_t(\mathcal{U})$	$\mu_{\Delta P}(\mathcal{U})$	$\mu_v(\mathcal{R})$	$\mu_v^-(\mathcal{R})$
I	EF	$4,00.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,17.10^{-3}$	$8,09.10^{-1}$	$2,05.10^{-1}$
II	EL	$3,40.10^{-2}$	$6,41.10^{-1}$	$1,25.10^{-3}$	$8,07.10^{-1}$	$2,02.10^{-1}$

cent de la demande. De plus, cet effet se compense sur la durée de la simulation comme le montre la valeur de l'écart total sur la simulation (Δ_D^Z), inférieure au millionième.

Ces valeurs faibles pour les mesures de déviation nous permettent d'affirmer que le simulateur donne des résultats globalement réalistes et que l'ensemble de la simulation peut être traité comme la réalité.

Le Tableau 4.2 résume les valeurs des mesures de dégradation et performance de production introduite dans la Section 2.4. Comme précédemment, chaque ligne correspond à une simulation avec l'ordre indiqué en seconde colonne. Les colonnes suivantes donnent la valeur des mesures de dégradation (nombre de démarrages – μ_δ –, temps d'opération – μ_t –, et écart relatif moyen au point optimal de fonctionnement – $\mu_{\Delta P}$) et d'évaluation de l'état final (niveau des réservoirs – μ_v – et proportion de la ressource déversée – μ_v^-).

Comme on peut le constater, il n'existe pas un écart très marqué entre les deux simulations. Il semble toutefois, comme on s'y attendait, que le cas EF soit légèrement plus efficace sur les critères concernant la dégradation et la situation finale des réservoirs. De manière surprenante en revanche, la différence est réellement mineure pour ce qui est des volumes de réservoirs, et le cas EL présente moins de déversement.

Ces constatations semblent indiquer que le choix stratégique opérationnel a peu d'influence, à la fois sur la dégradation et sur la production. Toutefois, nous sommes dans le cadre d'un système complexe et l'absence de différence sur la globalité du système ne permet pas de déduire d'information sur les changements locaux. La section suivante s'intéresse donc à l'évaluation de nos mesures dans des sous-parties du système, délimitées par les rivières.

Tableau 4.3 Mesure de dégradation par rivière sur le réseau pour EF et EL

Rivière		μ_δ	μ_t	$\mu_{\Delta P}$	μ_v	μ_v^-
A	EF	5,43.10⁻²	6,47.10⁻¹	2,52.10⁻²	6,60.10⁻¹	1,88.10⁻¹
A	EL	5,51.10 ⁻²	6,57.10 ⁻¹	2,82.10 ⁻²	6,79.10 ⁻¹	1,90.10 ⁻¹
B	EF	1,70.10 ⁻²	8,51.10⁻²	1,80.10 ⁻³	7,69.10 ⁻¹	1,22.10 ⁰
B	EL	1,24.10⁻²	8,85.10 ⁻²	1,74.10⁻³	7,71.10⁻¹	1,20.10⁰
C	EF	5,68.10⁻²	5,03.10 ⁻¹	3,99.10⁻³	6,99.10⁻¹	0
C	EL	3,59.10 ⁻²	5,02.10⁻¹	4,09.10 ⁻³	7,07.10 ⁻¹	0
D	EF	5,83.10 ⁻²	6,12.10 ⁻¹	1,55.10 ⁻³	8,09.10 ⁻¹	2,05.10 ⁻²
D	EL	4,95.10⁻²	6,26.10⁻¹	1,64.10⁻³	8,07.10⁻¹	2,02.10⁻²
E	EF	5,41.10 ⁻²	4,92.10⁻¹	8,27.10⁻⁴	8,09.10⁻¹	2,05.10 ⁻²
E	EL	4,52.10⁻²	4,93.10 ⁻¹	8,56.10 ⁻³	8,07.10 ⁻¹	2,02.10⁻²
F	EF	7,11.10⁻²	5,95.10⁻¹	7,89.10⁻³	8,09.10⁻¹	2,05.10 ⁻²
F	EL	5,68.10 ⁻²	6,19.10 ⁻¹	9,94.10 ⁻³	8,07.10 ⁻¹	2,02.10⁻²
G	EF	2,16.10 ⁻²	7,91.10⁻¹	9,75.10⁻⁴	8,09.10⁻¹	2,05.10 ⁻²
G	EL	1,63.10⁻²	7,91.10 ⁻¹	1,06.10 ⁻³	8,07.10 ⁻¹	2,02.10⁻²
H	EF	7,66.10⁻²	4,25.10 ⁻¹	9,73.10⁻³	8,09.10⁻¹	2,05.10 ⁻²
H	EL	7,62.10 ⁻²	4,24.10⁻¹	1,01.10 ⁻³	8,07.10 ⁻¹	2,02.10⁻²

4.4.2 Rivières

L'observation par rivière de la permet de réaliser que notre résolution du HUC quotidien favorise l'utilisation de la rivière G, qui est celle qui possède le plus de centrales en cascade, pour la base de production. En effet, et comme le montre le Tableau 4.3, elle présente les plus longs temps d'opération pour les groupes, associés à la plus basse proportion de démarrages par unité. Au contraire, les « petites » rivières, comme les rivières H et C, servent à l'ajustement de la production et ont donc un temps d'opération plus bas, mais surtout un nombre de démarrages par unité plus élevé. La rivière B est un cas particulier, car elle n'est en production que dans la fin de la troisième année. Les temps d'opérations sont donc très bas en proportion du temps simulé.

Ce tableau permet aussi de constater qu'à l'échelle plus précise des rivières, les écarts sont plus marqués : si l'écart sur le nombre de démarrages est de seulement $2,0 \cdot 10^{-3}$ (1,5 démarrage par mois) dans la mesure globale, le plus grand écart sur les rivières est de $2,1 \cdot 10^{-2}$ (près de

16 démarrages par mois). De même, pour le temps opérationnel, l'écart entre les valeurs globales moyennes est de $1,0 \cdot 10^{-2}$ (moins de 4 jours par an) alors que l'écart maximal sur une rivière est de $2,4 \cdot 10^{-2}$ (plus de 8 jours par an).

Ces nouvelles valeurs nous permettent de constater que, bien que la réponse à la question *La dégradation est-elle identique* soit oui si l'on considère le réseau dans son ensemble, l'étude des parties du réseau montre que la réponse devrait être que l'ordre d'engagement a un impact sur la détermination des éléments qui subissent la dégradation.

Concernant l'opération, la Figure 4.1 montre que, quelle que soit la stratégie, les volumes finaux des réservoirs sont proches de la même valeur, sauf dans le cas de RD1. Mais RD1, comme RB1 et RE1 — les deux centrales présentant la plus grande différence ensuite —, est un petit réservoir et donc cette forte différence de volume (presque 25 %) a une influence mineure sur le potentiel total de production.

Il est aussi intéressant de noter que la rivière la plus utilisée pour la production (RG) garde des niveaux finaux très élevés. Cela est dû aux forts apports naturels de cette vallée hydrologique et c'est cette situation géographique particulière qui explique les longs temps d'opération répartis sur cette rivière.

Finalement, ces observations nous amènent à la conclusion que la gestion hydrologique du réseau permet de s'affranchir de l'ordre d'engagement des unités génératrices. En effet, le potentiel de production à la fin de la simulation reste sensiblement le même.

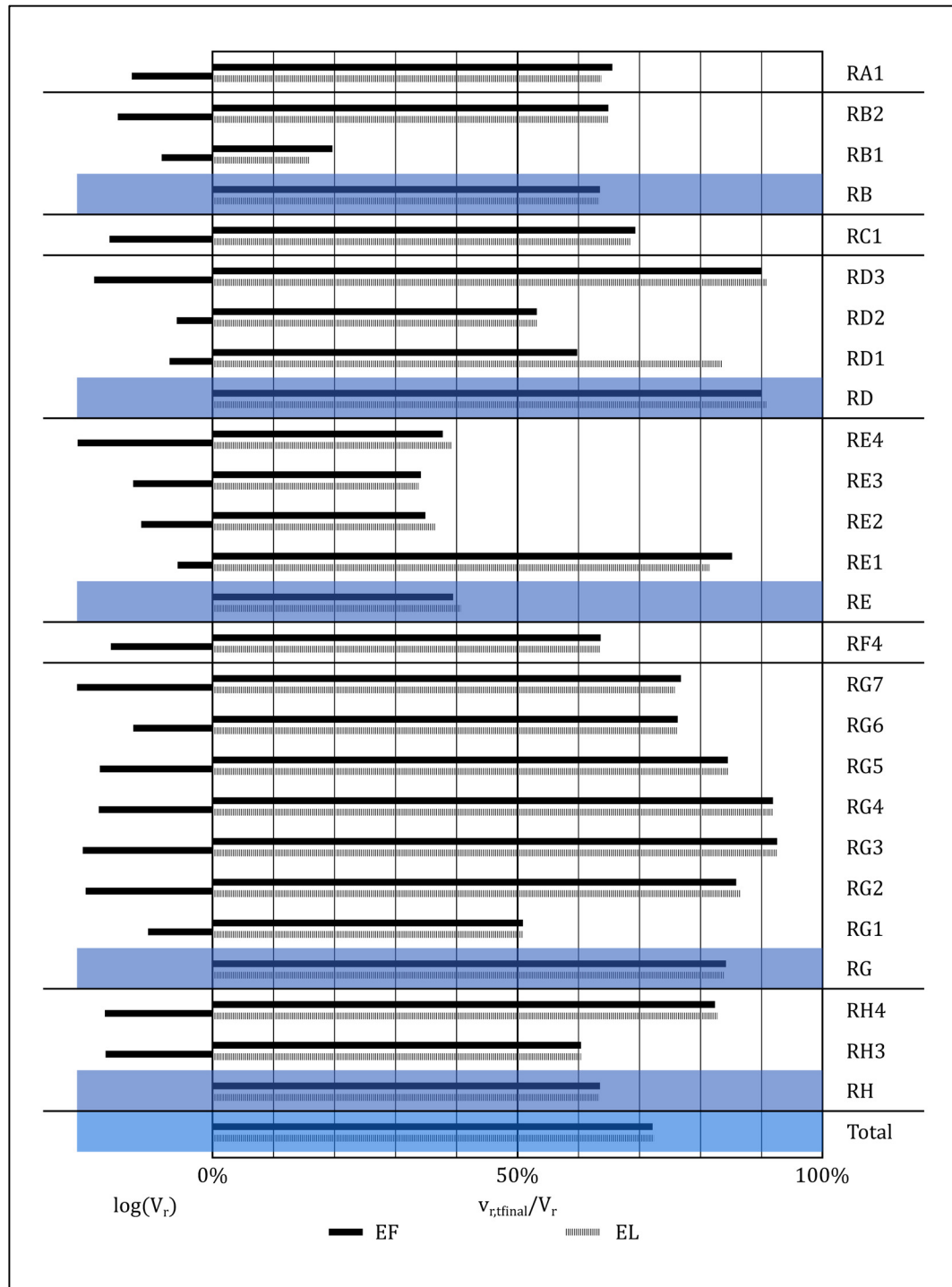


Figure 4.1 Volumes finaux des réservoirs pour EF et EL

4.4.3 Centrales

La section précédente nous a permis d'identifier trois rivières comme ayant des comportements différents. La rivière G semble servir de base de production, ainsi que l'indiquent les valeurs élevées de temps d'opération et basse de nombre de démarrages ; la rivière H semble servir à

Tableau 4.4 Mesure de dégradation par centrale sur les rivières D, G et H pour EF et EL

Rivière		μ_δ	μ_t	$\mu_{\Delta P}$
PD3	EF	$5,32.10^{-2}$	$5,07.10^{-1}$	$1,10.10^{-3}$
PD3	EL	$5,27.10^{-2}$	$5,02.10^{-1}$	$1,08.10^{-3}$
PD2	EF	$6,12.10^{-2}$	$6,72.10^{-1}$	$1,81.10^{-3}$
PD2	EL	$4,77.10^{-2}$	$6,97.10^{-1}$	$1,96.10^{-3}$
PD1	EF	$5,37.10^{-2}$	$7,50.10^{-1}$	$1,72.10^{-3}$
PD1	EL	$4,08.10^{-2}$	$7,58.10^{-1}$	$1,69.10^{-3}$
PH4b	EF	$8,01.10^{-2}$	$2,97.10^{-1}$	$1,76.10^{-3}$
PH4b	EL	$8,53.10^{-2}$	$3,14.10^{-1}$	$1,95.10^{-3}$
PH4a	EF	$9,19.10^{-2}$	$3,65.10^{-1}$	$8,67.10^{-4}$
PH4a	EL	$9,49.10^{-2}$	$3,59.10^{-1}$	$8,04.10^{-4}$
PH3	EF	$5,79.10^{-2}$	$6,13.10^{-1}$	$2,95.10^{-4}$
PH3	EL	$4,83.10^{-2}$	$6,00.10^{-1}$	$2,71.10^{-4}$
PG7	EF	$8,26.10^{-3}$	$5,63.10^{-1}$	$1,75.10^{-3}$
PG7	EL	$3,85.10^{-3}$	$5,60.10^{-1}$	$1,75.10^{-3}$
PG6	EF	$2,40.10^{-2}$	$6,72.10^{-1}$	$1,14.10^{-3}$
PG6	EL	$2,26.10^{-2}$	$6,85.10^{-1}$	$1,19.10^{-3}$
PG5	EF	$2,27.10^{-2}$	$5,56.10^{-1}$	$5,23.10^{-4}$
PG5	EL	$1,53.10^{-2}$	$5,55.10^{-1}$	$5,15.10^{-4}$
PG4	EF	$4,08.10^{-2}$	$6,66.10^{-1}$	$1,57.10^{-3}$
PG4	EL	$3,24.10^{-2}$	$7,07.10^{-1}$	$1,85.10^{-3}$
PG3	EF	$4,22.10^{-3}$	$9,95.10^{-1}$	$1,04.10^{-3}$
PG3	EL	$8,66.10^{-3}$	$9,77.10^{-1}$	$1,10.10^{-3}$
PG2b	EF	$1,97.10^{-2}$	$8,49.10^{-1}$	$1,11.10^{-3}$
PG2b	EL	$1,15.10^{-2}$	$8,30.10^{-1}$	$1,24.10^{-3}$
PG2a	EF	$2,54.10^{-2}$	$6,89.10^{-1}$	$1,06.10^{-3}$
PG2a	EL	$1,88.10^{-2}$	$7,38.10^{-1}$	$1,08.10^{-3}$
PG1	EF	$2,67.10^{-2}$	$8,31.10^{-1}$	$3,14.10^{-4}$
PG1	EL	$1,83.10^{-2}$	$8,18.10^{-1}$	$3,05.10^{-4}$

l'ajustement de la production ainsi que l'indique son nombre élevé de démarrages et son bas taux de temps opérationnel ; et la rivière D qui présente un comportement suivant la moyenne générale, mais dont l'un des réservoirs présente la plus grande différence (relative) de volume final.

On va étudier plus en détail les centrales de ces trois rivières dans la suite de cette section.

Le Tableau 4.4 présente, pour chaque centrale, et dans chacun des deux scénarios, la valeur du nombre moyen de démarrages par unité (μ_δ), de la proportion moyenne de temps opérationnel par unité (μ_t) et de l'écart moyen au point optimal de fonctionnement pour les unités ($\mu_{\Delta P}$).

On peut remarquer que les centrales sont utilisées de la même façon entre les deux simulations : dans les deux cas, les centrales PH4a, PH4b et PH3 servent à l'ajustement de la production (nombre de démarrages élevé et faible temps d'opération) ; les centrales PG3, PG2b, PG2a et PG1 servent à la base de production (faible nombre de démarrages, mais temps d'opération élevé) ; et les centrales PG7 et PG5 sont à la limite. Selon les périodes, ces dernières centrales serviront à l'ajustement de la production ou à la base de production, ce qui explique leur faible nombre de démarrages pour un temps d'opération relativement élevé.

La Figure 3.2 indique la répartition des démarrages et de la proportion de temps opérationnel au sein des centrales des rivières considérées. Si l'on se souvient que les ordres d'engagement des unités sont inversés entre les deux scénarios, on peut voir que la différence d'utilisation des unités, vues individuellement peut devenir très importantes (particulièrement pour la centrale PG4 ou les groupes peuvent être utilisés jusqu'à 40 % du temps en plus et démarrés plus d'une fois tous les deux jours en plus).

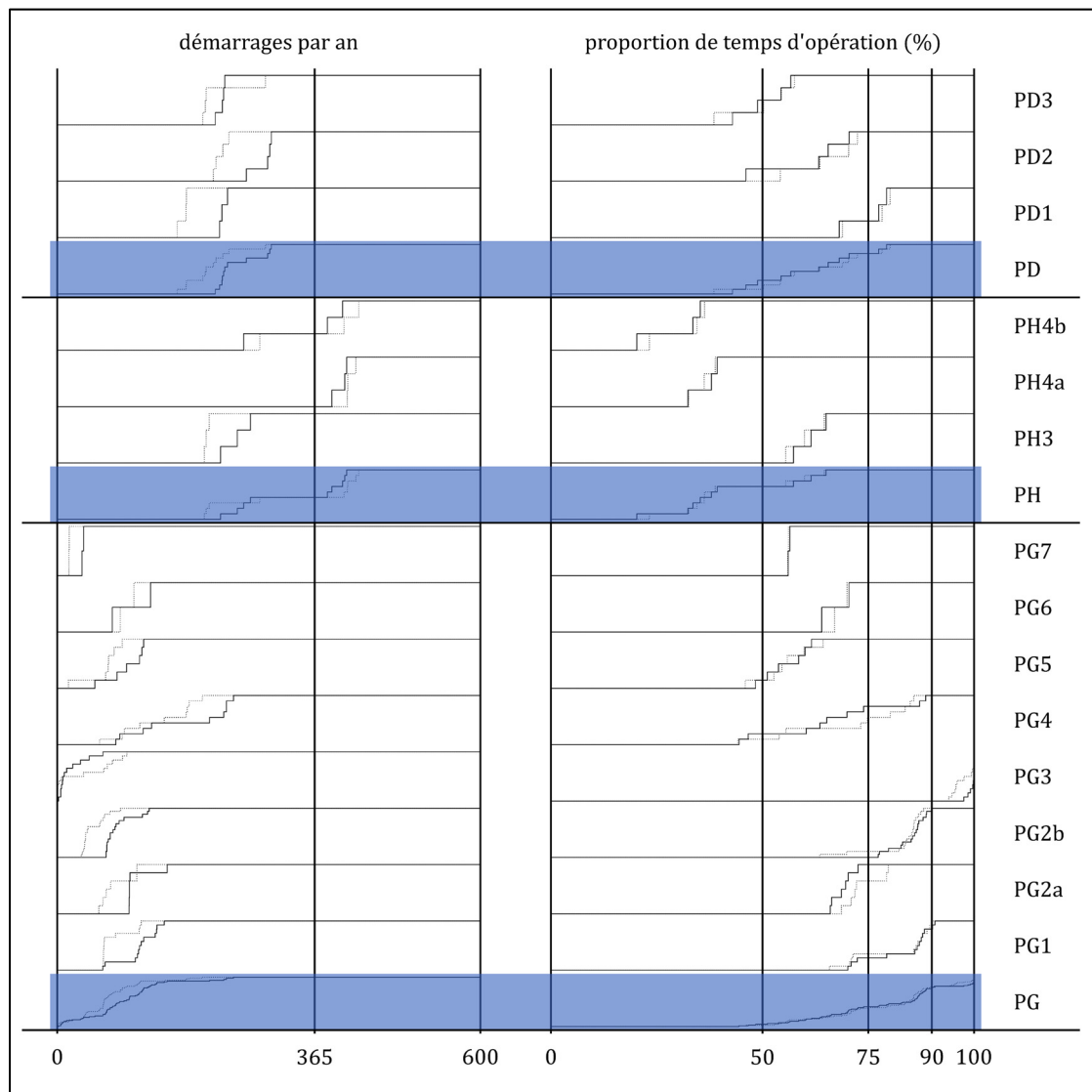


Figure 4.2 Répartition des démarrages et temps d'opération dans les centrales des rivières D, G et H

4.4.4 Conclusion de l'expérience

Ces deux expériences nous ont permis de confirmer que notre modèle de simulateur est cohérent. Nous avons montré que nous avons des résultats à la fois réalistes et acceptables pour les décisions dans l'opération d'un réseau hydro-électrique.

Ces expériences ont mis en opposition deux stratégies opposées en termes opérationnels. L'une est la stratégie usuellement adoptée dans la pratique (utilisation des unités de production les plus efficaces en premier) alors que l'autre est celle considérée *a priori* comme inadaptée, car source de pertes dans le potentiel de production.

Contrairement à ce qui était attendu, nous avons montré que ces choix opérationnels n'ont en réalité que peu d'influence sur la capacité du système à répondre aux besoins opérationnels. On a aussi montré que, si l'on considère le système dans sa globalité, il subit une dégradation similaire. Cependant, en s'intéressant aux éléments individuels de ce système, on a aussi montré que ces choix ont d'importantes conséquences locales, notamment dans la détermination de quelles centrales subiront en premier la dégradation.

Ces constatations confirment notre intuition, qui était que changer l'ordre d'engagement des unités génératrices permettrait de mieux adapter l'usage des unités à leur dégradation effective. Elles nous permettent aussi de penser que ces choix ne se feront pas au détriment de la qualité de production.

CHAPITRE 5

OPÉRATION DIRIGÉE PAR LES MODÈLES DE DÉGRADATION

5.1 Introduction

Le jalon précédent nous a permis de confirmer notre intuition que l'ordre d'engagement des groupes a une influence sur la répartition de la dégradation. Il nous a aussi permis de déterminer que, contrairement à notre intuition, cet ordre n'a pas une influence majeure sur le système à l'échelle globale, ni pour la production ni pour la dégradation totale du réseau.

Considérant cela, nous voulons nous intéresser à la marge d'influence locale de cet ordre d'engagement sur les unités. Est-il possible d'avancer, ou de reculer, la nécessité d'une maintenance sur une unité de génération ? Est-il possible de le faire sur un ensemble d'unités ?

Dans la Section 5.2, nous montrerons quels choix auront a priori le plus d'influence locale et sur quels critères nous proposons d'évaluer cette influence ; la Section 5.3 exposera les résultats obtenus avec les divers ordres sur les éléments pertinents ; et finalement, nous conclurons dans la Section 5.4 avec les déductions que nous en tirons et indiquerons en quoi nous avons effectivement répondu à la problématique posée dans le présent chapitre.

5.2 Choix opérationnels dirigés par les modèles de dégradation

Nous avons indiqué précédemment (Section 2.4.1) que la dégradation était fortement liée au nombre de démarrages et au temps d'opération, selon le mécanisme de dégradation considéré. Ces deux grandeurs peuvent être influencées en choisissant de manière adéquate la position des unités dans l'ordre d'engagement. En effet, les unités au sein d'une centrale pour laquelle la décision de démarrer ou d'arrêter une unité dépend d'un ordre d'engagement peuvent être réparties en trois catégories, ainsi que montré par le schéma de la Figure 5.1 : les unités servant à la base de production (qui seront allumées tout au long de l'horizon considéré), les unités

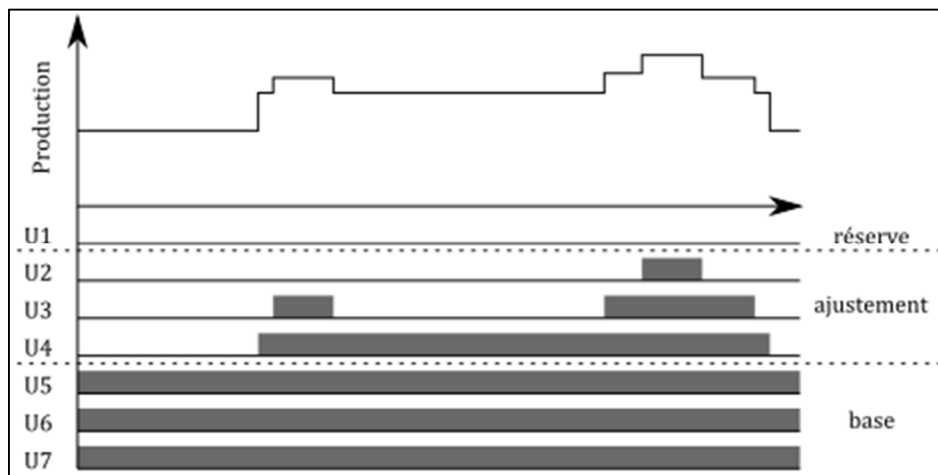


Figure 5.1 Schéma de répartition des unités au sein d'une centrale

non utilisées (éteintes tout au long de l'horizon) et les unités servant à l'ajustement de production (qui seront allumées ou éteintes au cours de l'horizon en fonction de la demande).

Suivant cette classification, si l'on désire diminuer le nombre de démarrages pour une unité particulière, on va la positionner dans l'ordre d'engagement soit de façon à ce qu'elle se trouve dans la catégorie servant à la base de production soit dans la catégorie des unités inutilisées. Par la même logique si l'on cherche à réduire le temps d'opération d'une unité, on la positionnera de façon à ce qu'elle se trouve dans la catégorie des unités inutilisées, ou à la rigueur dans celle des unités d'ajustement.

Il apparaît immédiatement qu'il n'est pas possible de diminuer ces critères pour toutes les unités. De même, la diminution des deux critères est potentiellement réalisable (catégorie des unités inutilisées), mais *a priori* limitée à un très petit nombre d'unités (le réseau étant généralement utilisé en limite de fonctionnement).

Dans ce chapitre, on s'est concentré sur la gestion du temps opérationnel, car les résultats attendus seront plus évidents. En effet, bien que la gestion du nombre de démarrages puisse être améliorée, une approche sans ordre d'engagement, plus flexible, serait plus adaptée pour

cette gestion (on désire en effet que *si* l'unité que l'on cherche à économiser démarre, alors elle soit la dernière à s'arrêter, retirant par là même le risque de démarrage supplémentaire).

On a donc sélectionné quatre groupes d'unités pour lesquelles on va tenter de diminuer et d'augmenter le temps opérationnel indépendamment, au cours de simulations différentes :

- 1) L'unité la moins utilisée dans la centrale la plus utilisée de la simulation de référence (I) – UG3-1 ;
- 2) L'unité la plus utilisée dans la centrale la moins utilisée de la simulation de référence – UE4a-3 ;
- 3) La 30^e unité dans l'ordre des unités les plus utilisées dans la simulation de référence – UG2b-13 ; et
- 4) 20 unités choisies arbitrairement.

Le dernier groupe est constitué de façon à éviter de tenter de minimiser le temps d'opération de trop d'unités de la même centrale tout en se concentrant sur 5 centrales. Les 20 unités considérées sont : UA1-6, UA1-11, UG1-4, UG1-6, UG1-8, UG1-10, UG2b-1, UG2b-3, UG2b-10, UG2b-11, UG2b-12, UG2b-13, UG2b-14, UG3-1, UG3-6, UG3-7, UG3-8, UG3-10, UG4-4 et UG4-9.

Tableau 5.1 Noms et objectifs des simulations III à X

Simulation	Groupe	Objectif	Dénomination
III	1	Accélérer	Surco M
IV	2	Accélérer	Surco m
V	3	Accélérer	Surco 30
VI	4	Accélérer	Surco 20u
VII	1	Ralentir	Éco M
VIII	2	Ralentir	Éco m
IX	3	Ralentir	Éco 30
X	4	Ralentir	Éco 20u

Pour chacun de ces groupes, on veut évaluer quelle marge de manœuvre on peut avoir en choisissant notre ordre d'engagement. On en déduit donc 8 simulations, ainsi que résumé dans le Tableau 5.1.

5.3 Expérience

Comme pour le chapitre précédent, nous avons tout d'abord vérifié la validité des résultats de simulation, résumée dans le Tableau 5.2. Comme on peut le voir, la déviation est similaire pour toutes les simulations, et très proche des valeurs obtenues dans la première expérience. On peut donc utiliser ces résultats pour comparer les conséquences de nos choix opérationnels.

De plus, les mesures de dégradation globales montrées au Tableau 5.3 indiquent que les résultats à l'échelle globale sont très similaires vis-à-vis du temps d'opération et de la déviation par rapport au point optimal de fonctionnement des unités, à l'exception de la simulation X (tentative de ralentissement de la dégradation d'un ensemble de plusieurs unités génératrices), qui semble payer au niveau global (2 jours par an d'opération supplémentaire en moyenne) les gains sur les unités ciblées. Concernant les résultats vis-à-vis du nombre de démarrages, toutes les nouvelles expériences présentent un léger gain par rapport à la simulation de référence (I).

Tableau 5.2 Mesures de déviation à la réalité (Simulations III-X)

Simulation	$\Delta_D^{5\%}$	$\overline{\Delta_D}$	Δ_D^{Σ}	$\Delta_D^{\Sigma+}$
I	$7,41.10^{-2}$	$5,32.10^{-1}$	$-3,38.10^{-7}$	$1,61.10^{-2}$
III	$7,50.10^{-2}$	$5,23.10^{-1}$	$-3,39.10^{-7}$	$1,60.10^{-2}$
IV	$7,38.10^{-2}$	$5,23.10^{-1}$	$-3,32.10^{-7}$	$1,58.10^{-2}$
V	$7,55.10^{-2}$	$5,23.10^{-1}$	$-3,48.10^{-7}$	$1,65.10^{-2}$
VI	$7,45.10^{-2}$	$5,20.10^{-1}$	$-3,41.10^{-7}$	$1,61.10^{-2}$
VII	$7,45.10^{-2}$	$5,26.10^{-1}$	$-3,47.10^{-7}$	$1,63.10^{-2}$
VIII	$7,34.10^{-2}$	$5,23.10^{-1}$	$-3,30.10^{-7}$	$1,57.10^{-2}$
IX	$7,45.10^{-2}$	$5,23.10^{-1}$	$-3,37.10^{-7}$	$1,61.10^{-2}$
X	$7,52.10^{-2}$	$5,24.10^{-1}$	$-3,42.10^{-7}$	$1,62.10^{-2}$

Tableau 5.3 Mesures de dégradation globale sur le réseau (Simulations III-X)

Simulation	$\mu_\delta(\mathcal{U})$	$\mu_t(\mathcal{U})$	$\mu_{\Delta P}(\mathcal{U})$	$\mu_v(\mathcal{R})$	$\mu_v^-(\mathcal{R})$
I	$4,00.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,17.10^{-3}$	$8,09.10^{-1}$	$2,05.10^{-1}$
III	$3,15.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,16.10^{-3}$	$8,07.10^{-1}$	$2,08.10^{-1}$
IV	$3,23.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,16.10^{-3}$	$8,05.10^{-1}$	$2,07.10^{-1}$
V	$3,08.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,16.10^{-3}$	$8,03.10^{-1}$	$2,10.10^{-1}$
VI	$3,14.10^{-2}$	$6,40.10^{-1}$	$1,19.10^{-3}$	$8,05.10^{-1}$	$2,08.10^{-1}$
VII	$3,05.10^{-2}$	$6,39.10^{-1}$	$1,17.10^{-3}$	$8,05.10^{-1}$	$2,07.10^{-1}$
VIII	$3,94.10^{-2}$	$6,39.10^{-1}$	$1,19.10^{-3}$	$8,09.10^{-1}$	$2,04.10^{-1}$
IX	$3,18.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,17.10^{-3}$	$8,08.10^{-1}$	$2,04.10^{-1}$
X	$3,35.10^{-2}$	$6,46.10^{-1}$	$1,24.10^{-3}$	$8,07.10^{-1}$	$2,06.10^{-1}$

Elles sont également très similaires les unes aux autres, sauf la simulation X (avec environ 2 démarrages par mois de plus que les autres).

Afin de déterminer l'amplitude de la marge de manœuvre pour l'avancement ou le retard de la nécessité de maintenance, nous allons montrer les résultats comparés pour ces deux objectifs avec chacun des ensembles considérés. Dans un premier temps, on se concentrera sur les ensembles réduits à une unité (simulations III et VII ; simulations IV et VIII ; et simulations V et IX), puis nous observerons les résultats lorsque l'on considère plusieurs unités en même temps (simulations VI et X).

5.3.1 Marge sur une unité

Les changements dans l'ordre d'engagement pour les simulations s'intéressant à l'économie d'une unité sont minimales. Seule la centrale contenant l'unité voit son ordre changer pour mettre ladite unité soit en première place pour accélérer la dégradation, soit en dernière pour tenter de la ralentir. Pour cette raison, on s'attend à ce qu'il y ait peu de conséquences à notre changement sur le reste du réseau.

5.3.1.1 Unité de la centrale la plus utilisée dans la simulation de référence

Le Tableau 5.4 montre les mesures de dégradation par centrale dans le cas des simulations concernant l'unité issue de la centrale la plus utilisée dans la référence (UG3-1). On peut y voir que, à part la ligne bleue indiquant la centrale qui contient l'unité UG3-1, la différence entre les mesures est très faible (moins de 8‰ de différence dans le temps d'opération et de 5‰ dans le nombre de démarrages). Ceci montre bien que le choix de positionnement de cette unité a des conséquences seulement mineures sur la répartition de la dégradation entre les centrales. De plus, la centrale PG3 est la centrale subissant le plus gros impact négatif suite à ce changement; en effet, parmi les autres centrales, cet impact négatif en temps opérationnel est d'au plus 3‰ (contre 14‰ pour PG3).

En revanche, contrairement à ce qui est attendu, les effets sur le reste du réseau sont répartis sur l'ensemble du reste du réseau et de manière peu prévisible. En effet, la centrale PE1a, qui n'est *a priori* pas liée à la centrale PG3 (ni sur la même rivière, ni sur un affluent, ni dans la même zone de demande...), présente le plus grand écart dans le temps d'opération moyen, la plaçant juste après la centrale PG3 dans l'ordre des centrales les plus affectées.

Concernant l'utilisation de l'unité ciblée, en observant les valeurs des mesures pour les unités de la centrale PG3 (Tableau 5.5), on observe mieux bien la modification de la répartition de la dégradation au sein de la centrale. Le changement dans l'ordre d'engagement permet que l'unité considérée passe d'une utilisation en tout temps à une utilisation à « seulement » 97%, soit une économie de 11 jours par ans. Comme on s'y attendait pour cette unité, la marge n'est pas très élevée.

Tableau 5.4 Mesures de dégradation par centrale (simulations III, VII)

Centrale	μ_δ		μ_t		$\mu_{\Delta P}$	
	III	VII	III	VII	III	VII
PA1	$4,89.10^{-2}$	$4,95.10^{-2}$	$6,49.10^{-1}$	$6,52.10^{-1}$	$2,54.10^{-3}$	$2,63.10^{-3}$
PB2	$2,44.10^{-2}$	$2,47.10^{-2}$	$1,50.10^{-1}$	$1,51.10^{-1}$	$2,73.10^{-3}$	$2,78.10^{-3}$
PB1	$4,65.10^{-3}$	$4,57.10^{-3}$	$2,38.10^{-2}$	$2,45.10^{-2}$	$7,74.10^{-4}$	$7,65.10^{-4}$
PC1	$3,11.10^{-2}$	$3,06.10^{-2}$	$5,09.10^{-1}$	$5,05.10^{-1}$	$3,97.10^{-3}$	$3,98.10^{-3}$
PD3	$4,53.10^{-2}$	$4,70.10^{-2}$	$5,04.10^{-1}$	$5,04.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,07.10^{-3}$
PD2	$4,36.10^{-2}$	$4,48.10^{-2}$	$6,77.10^{-1}$	$6,80.10^{-1}$	$1,84.10^{-3}$	$1,85.10^{-3}$
PD1	$3,69.10^{-2}$	$3,71.10^{-2}$	$7,45.10^{-1}$	$7,45.10^{-1}$	$1,71.10^{-3}$	$1,69.10^{-3}$
PF3	$5,16.10^{-2}$	$4,78.10^{-2}$	$6,19.10^{-1}$	$6,20.10^{-1}$	$9,70.10^{-4}$	$9,79.10^{-4}$
PE4b	$3,51.10^{-2}$	$3,40.10^{-2}$	$3,35.10^{-1}$	$3,35.10^{-1}$	$7,64.10^{-4}$	$8,04.10^{-4}$
PE4a	$3,09.10^{-2}$	$2,99.10^{-2}$	$3,00.10^{-1}$	$3,01.10^{-1}$	$7,34.10^{-4}$	$7,39.10^{-4}$
PE3	$3,85.10^{-2}$	$3,60.10^{-2}$	$5,47.10^{-1}$	$5,47.10^{-1}$	$1,58.10^{-3}$	$1,57.10^{-3}$
PE2	$4,89.10^{-2}$	$4,55.10^{-2}$	$6,56.10^{-1}$	$6,52.10^{-1}$	$1,10.10^{-3}$	$1,09.10^{-3}$
PE1b	$5,45.10^{-2}$	$4,99.10^{-2}$	$5,94.10^{-1}$	$5,88.10^{-1}$	$2,50.10^{-4}$	$2,31.10^{-4}$
PE1a	$4,88.10^{-2}$	$4,44.10^{-2}$	$4,91.10^{-1}$	$4,83.10^{-1}$	$2,69.10^{-4}$	$2,67.10^{-4}$
PH4b	$7,04.10^{-2}$	$6,96.10^{-2}$	$2,79.10^{-1}$	$2,81.10^{-1}$	$1,41.10^{-3}$	$1,46.10^{-3}$
PH4a	$8,95.10^{-2}$	$8,94.10^{-2}$	$3,76.10^{-1}$	$3,77.10^{-1}$	$9,31.10^{-4}$	$9,48.10^{-4}$
PH3	$4,62.10^{-2}$	$4,65.10^{-2}$	$6,02.10^{-1}$	$6,03.10^{-1}$	$2,77.10^{-4}$	$2,73.10^{-4}$
PG7	$4,61.10^{-3}$	$4,76.10^{-3}$	$5,61.10^{-1}$	$5,63.10^{-1}$	$1,75.10^{-3}$	$1,75.10^{-3}$
PG6	$2,43.10^{-2}$	$2,30.10^{-2}$	$6,86.10^{-1}$	$6,83.10^{-1}$	$1,20.10^{-3}$	$1,21.10^{-3}$
PG5	$1,72.10^{-2}$	$1,83.10^{-2}$	$5,53.10^{-1}$	$5,52.10^{-1}$	$5,27.10^{-4}$	$5,55.10^{-4}$
PG4	$3,40.10^{-2}$	$3,20.10^{-2}$	$6,66.10^{-1}$	$6,63.10^{-1}$	$1,54.10^{-3}$	$1,55.10^{-3}$
PG3	$6,94.10^{-3}$	$3,10.10^{-3}$	$9,79.10^{-1}$	$9,94.10^{-1}$	$1,03.10^{-3}$	$1,02.10^{-3}$
PG2b	$1,07.10^{-2}$	$1,19.10^{-2}$	$8,47.10^{-1}$	$8,49.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,09.10^{-3}$
PG2a	$1,23.10^{-2}$	$1,18.10^{-2}$	$7,01.10^{-1}$	$7,00.10^{-1}$	$1,08.10^{-3}$	$1,08.10^{-3}$
PG1	$1,70.10^{-2}$	$1,69.10^{-2}$	$8,23.10^{-1}$	$8,22.10^{-1}$	$2,98.10^{-4}$	$2,98.10^{-4}$

Tableau 5.5 Mesures de dégradation pour la centrale PG3
(Simulations III, VII)

Unité	μ_s		μ_t	
	III	VII	III	VII
UG3-1	$1,52.10^{-4}$	$1,17.10^{-2}$	$1,00.10^0$	$9,72.10^{-1}$
UG3-2	$1,22.10^{-3}$	$1,14.10^{-3}$	$9,96.10^{-1}$	$9,98.10^{-1}$
UG3-3	$1,52.10^{-3}$	$1,22.10^{-3}$	$9,96.10^{-1}$	$9,97.10^{-1}$
UG3-4	$2,51.10^{-3}$	$1,45.10^{-3}$	$9,95.10^{-1}$	$9,97.10^{-1}$
UG3-5	$3,44.10^{-2}$	$7,16.10^{-3}$	$8,97.10^{-1}$	$9,87.10^{-1}$
UG3-6	$5,33.10^{-4}$	$3,05.10^{-4}$	$9,99.10^{-1}$	$1,00.10^0$
UG3-7	$7,62.10^{-4}$	$6,86.10^{-4}$	$9,97.10^{-1}$	$9,98.10^{-1}$
UG3-8	$8,38.10^{-4}$	$8,38.10^{-4}$	$9,96.10^{-1}$	$9,98.10^{-1}$
UG3-9	$9,14.10^{-4}$	$8,38.10^{-4}$	$9,96.10^{-1}$	$9,98.10^{-1}$
UG3-10	$4,57.10^{-4}$	$3,05.10^{-4}$	$1,00.10^0$	$1,00.10^0$
UG3-11	$3,63.10^{-2}$	$9,22.10^{-3}$	$8,92.10^{-1}$	$9,81.10^{-1}$
UG3-12	$3,66.10^{-3}$	$2,36.10^{-3}$	$9,92.10^{-1}$	$9,96.10^{-1}$

Par ailleurs, on peut noter que ces changements vont aussi fortement affecter la dégradation des autres unités de la centrale, pour les deux mécanismes de dégradation. En effet, pour les unités UG3-5 et UG3-11, le nombre de démarrages est divisé par 5 et 4 respectivement en parallèle de l'économie de temps d'opération sur UG3-1, mais en contrepartie la perte en termes de temps d'opération pour ces unités est 3 fois plus élevée que le gain sur UG3-1 (9% de plus, soit presque un mois par an d'utilisation supplémentaire pour chacune).

Pour résumer, dans le cas d'une unité de la centrale la plus utilisée (PG3) dans la simulation de référence, le choix de l'utiliser au maximum ou de l'économiser au maximum a une influence difficilement prédictible, mais mineure sur le reste du réseau (hors de sa centrale). Elle semble affecter négativement l'état moyen de dégradation de sa centrale et le gain en temps opérationnel de cette unité se fait au coût d'une perte beaucoup plus importante pour deux autres unités de cette centrale.

5.3.1.2 Unité de la centrale la moins utilisée dans la simulation de référence

Le Tableau 5.6 rassemble les mesures de dégradation (nombre de démarrage, proportion de temps opérationnel, écart moyen au point de fonctionnement optimum) pour les simulations IV et VIII, c'est-à-dire dans le cas de l'unité issue de la centrale la moins utilisée dans le cadre de la simulation de référence (simulation I). Cette fois, les différences sont toutes dans le même sens pour les démarrages : économiser l'unité UE4a-3 vis-à-vis du temps opérationnel coûte

Tableau 5.6 Mesures de dégradation par centrale (Simulation IV, VIII)

Centrale	μ_δ		μ_t		$\mu_{\Delta P}$	
	IV	VIII	IV	VIII	IV	VIII
PA1	$4,87.10^{-2}$	$5,38.10^{-2}$	$6,48.10^{-1}$	$6,48.10^{-1}$	$2,57.10^{-3}$	$2,64.10^{-3}$
PB2	$2,46.10^{-2}$	$2,84.10^{-2}$	$1,50.10^{-1}$	$1,52.10^{-1}$	$2,72.10^{-3}$	$2,80.10^{-3}$
PB1	$4,49.10^{-2}$	$4,65.10^{-3}$	$2,42.10^{-1}$	$2,42.10^{-1}$	$6,58.10^{-4}$	$1,02.10^{-3}$
PC1	$2,86.10^{-2}$	$5,25.10^{-2}$	$5,07.10^{-1}$	$5,08.10^{-1}$	$3,91.10^{-3}$	$3,96.10^{-3}$
PD3	$5,01.10^{-2}$	$5,47.10^{-2}$	$5,04.10^{-1}$	$5,05.10^{-1}$	$1,07.10^{-3}$	$1,07.10^{-3}$
PD2	$4,77.10^{-2}$	$6,38.10^{-2}$	$6,77.10^{-1}$	$6,77.10^{-1}$	$1,83.10^{-3}$	$1,83.10^{-3}$
PD1	$3,76.10^{-2}$	$5,65.10^{-2}$	$7,45.10^{-1}$	$7,47.10^{-1}$	$1,70.10^{-3}$	$1,71.10^{-3}$
PF3	$5,16.10^{-2}$	$6,14.10^{-2}$	$5,61.10^{-1}$	$6,17.10^{-1}$	$9,38.10^{-4}$	$9,74.10^{-4}$
PE4b	$3,84.10^{-2}$	$4,30.10^{-2}$	$3,30.10^{-1}$	$3,29.10^{-1}$	$8,26.10^{-4}$	$8,53.10^{-4}$
PE4a	$3,47.10^{-2}$	$3,96.10^{-2}$	$3,10.10^{-1}$	$3,07.10^{-1}$	$7,37.10^{-4}$	$7,52.10^{-4}$
PE3	$4,05.10^{-2}$	$5,62.10^{-2}$	$5,49.10^{-1}$	$5,51.10^{-1}$	$1,59.10^{-3}$	$1,65.10^{-3}$
PE2	$5,07.10^{-2}$	$5,84.10^{-2}$	$6,54.10^{-1}$	$6,55.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,11.10^{-3}$
PE1b	$5,50.10^{-2}$	$5,88.10^{-2}$	$5,97.10^{-1}$	$5,91.10^{-1}$	$2,46.10^{-4}$	$2,54.10^{-4}$
PE1a	$4,99.10^{-2}$	$5,40.10^{-2}$	$4,93.10^{-1}$	$5,03.10^{-1}$	$2,75.10^{-4}$	$2,83.10^{-4}$
PH4b	$7,19.10^{-2}$	$7,73.10^{-2}$	$2,78.10^{-1}$	$2,86.10^{-1}$	$1,39.10^{-3}$	$1,59.10^{-3}$
PH4a	$9,13.10^{-2}$	$9,79.10^{-2}$	$3,77.10^{-1}$	$3,75.10^{-1}$	$9,05.10^{-4}$	$9,39.10^{-4}$
PH3	$4,45.10^{-2}$	$6,22.10^{-2}$	$6,01.10^{-1}$	$6,03.10^{-1}$	$2,78.10^{-4}$	$2,73.10^{-4}$
PG7	$3,69.10^{-2}$	$6,93.10^{-2}$	$6,13.10^{-1}$	$5,62.10^{-1}$	$1,75.10^{-3}$	$1,75.10^{-3}$
PG6	$2,42.10^{-2}$	$2,65.10^{-2}$	$6,76.10^{-1}$	$6,83.10^{-1}$	$1,20.10^{-3}$	$1,22.10^{-3}$
PG5	$1,64.10^{-2}$	$2,22.10^{-2}$	$5,52.10^{-1}$	$5,60.10^{-1}$	$5,23.10^{-4}$	$5,43.10^{-4}$
PG4	$3,20.10^{-2}$	$4,00.10^{-2}$	$6,68.10^{-1}$	$6,74.10^{-1}$	$1,55.10^{-3}$	$1,59.10^{-3}$
PG3	$7,20.10^{-2}$	$1,11.10^{-2}$	$9,80.10^{-1}$	$9,80.10^{-1}$	$1,04.10^{-3}$	$1,04.10^{-3}$
PG2b	$1,20.10^{-2}$	$1,83.10^{-2}$	$8,47.10^{-1}$	$8,47.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,09.10^{-3}$
PG2a	$1,36.10^{-2}$	$2,20.10^{-2}$	$6,97.10^{-1}$	$6,83.10^{-1}$	$1,07.10^{-3}$	$1,09.10^{-3}$
PG1	$1,66.10^{-2}$	$2,24.10^{-2}$	$8,22.10^{-1}$	$8,21.10^{-1}$	$2,96.10^{-4}$	$2,97.10^{-4}$

une augmentation globale du nombre de démarrages des unités. Particulièrement, les centrales PC1, PG1, PD1 et PD2 sont très affectées, en plus de la centrale contenant l'unité ciblée – UE4a. La différence se situe entre 50 et 100 démarrages annuels supplémentaires en moyenne pour les unités de ces centrales.

Au contraire, ces centrales présentent une très faible différence pour le temps opérationnel, avec seulement 3‰ de différence pour PE4a (à peine un jour par an), la plus affectée des cinq. On peut aussi noter que la centrale la plus affectée pour le temps PG2a, avec presque 1,5% d'économie de temps opérationnel (soit un peu moins de cinq jours par an).

La marge déduite sur l'unité UE4a-3 est de seulement 6,7‰ (deux jours et demi par an), ainsi que le montre le Tableau 5.7. Un phénomène intéressant à noter cependant est que toutes les unités de la centrale suivent la même tendance lors de ces simulations. Le temps de toutes les unités est réduit conjointement et le nombre de démarrages est en augmentation sur toutes les unités.

Tableau 5.7 Mesure de dégradation pour la centrale PE4a
(Simulations IV, VIII)

Unité	μ_δ		μ_t	
	IV	VIII	IV	VIII
UE4a-1	$3,66.10^{-2}$	$4,19.10^{-2}$	$3,30.10^{-1}$	$3,28.10^{-1}$
UE4a-2	$4,11.10^{-2}$	$4,85.10^{-2}$	$3,58.10^{-1}$	$3,55.10^{-1}$
UE4a-3	$4,39.10^{-2}$	$5,22.10^{-2}$	$3,76.10^{-1}$	$3,69.10^{-1}$
UE4a-4	$2,94.10^{-2}$	$3,23.10^{-2}$	$3,77.10^{-1}$	$2,75.10^{-1}$
UE4a-5	$3,09.10^{-2}$	$3,45.10^{-2}$	$3,87.10^{-1}$	$2,85.10^{-1}$
UE4a-6	$3,62.10^{-2}$	$4,03.10^{-2}$	$3,21.10^{-1}$	$3,19.10^{-1}$
UE4a-7	$3,00.10^{-2}$	$3,36.10^{-2}$	$3,64.10^{-1}$	$2,61.10^{-1}$
UE4a-8	$2,96.10^{-2}$	$3,34.10^{-2}$	$3,68.10^{-1}$	$2,66.10^{-1}$

5.3.1.3 L'unité ordinaire

Pour les deux simulations suivantes (V et IX), on considère une unité « ordinaire. » C'est-à-dire, qu'elle n'est ni la plus efficace, ni la moins efficace. Cela la situe, dans les simulations

du chapitre précédent, dans le milieu de l'ordre d'engagement. Pour cette raison, on s'attend à avoir une plus petite influence sur la centrale et, surtout, une plus grande marge dans la gestion de la dégradation pour cette unité.

Le Tableau 5.8 regroupe les mesures au niveau des centrales pour les deux simulations. On peut observer que la plus grande différence dans le temps opérationnel est à la centrale PH4b. Cette différence est presque aussi prononcée que la différence de temps opérationnel moyen de PG3 lorsque l'on s'intéressait à l'unité de la centrale la plus utilisée (UG3-1).

Tableau 5.8 Mesures de dégradation par centrale (Simulation V, IX)

Centrale	μ_δ		μ_t		$\mu_{\Delta P}$	
	V	IX	V	IX	V	IX
PA1	$4,82.10^{-2}$	$4,96.10^{-2}$	$6,47.10^{-1}$	$6,51.10^{-1}$	$2,56.10^{-3}$	$2,59.10^{-3}$
PB2	$2,38.10^{-2}$	$2,43.10^{-2}$	$1,51.10^{-1}$	$1,52.10^{-1}$	$2,81.10^{-3}$	$2,76.10^{-3}$
PB1	$4,27.10^{-3}$	$4,61.10^{-3}$	$2,49.10^{-2}$	$2,37.10^{-2}$	$8,12.10^{-4}$	$5,62.10^{-4}$
PC1	$2,75.10^{-2}$	$2,66.10^{-2}$	$5,08.10^{-1}$	$5,07.10^{-1}$	$3,93.10^{-3}$	$4,00.10^{-3}$
PD3	$4,54.10^{-2}$	$4,88.10^{-2}$	$5,04.10^{-1}$	$5,02.10^{-1}$	$1,07.10^{-3}$	$1,08.10^{-3}$
PD2	$4,38.10^{-2}$	$4,66.10^{-2}$	$6,79.10^{-1}$	$6,76.10^{-1}$	$1,84.10^{-3}$	$1,84.10^{-3}$
PD1	$3,50.10^{-2}$	$3,66.10^{-2}$	$7,45.10^{-1}$	$7,44.10^{-1}$	$1,70.10^{-3}$	$1,71.10^{-3}$
PF3	$5,05.10^{-2}$	$5,09.10^{-2}$	$6,15.10^{-1}$	$6,17.10^{-1}$	$9,33.10^{-4}$	$9,33.10^{-4}$
PE4b	$3,22.10^{-2}$	$3,51.10^{-2}$	$3,35.10^{-1}$	$3,37.10^{-1}$	$7,63.10^{-4}$	$8,00.10^{-4}$
PE4a	$2,98.10^{-2}$	$3,13.10^{-2}$	$3,00.10^{-1}$	$2,98.10^{-1}$	$7,71.10^{-4}$	$7,43.10^{-4}$
PE3	$3,91.10^{-2}$	$3,94.10^{-2}$	$5,38.10^{-1}$	$5,43.10^{-1}$	$1,53.10^{-3}$	$1,53.10^{-3}$
PE2	$4,72.10^{-2}$	$4,92.10^{-2}$	$6,52.10^{-1}$	$6,56.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,10.10^{-3}$
PE1b	$5,24.10^{-2}$	$5,21.10^{-2}$	$5,92.10^{-1}$	$5,89.10^{-1}$	$2,46.10^{-4}$	$2,40.10^{-4}$
PE1a	$4,60.10^{-2}$	$4,75.10^{-2}$	$4,93.10^{-1}$	$4,93.10^{-1}$	$2,67.10^{-4}$	$2,69.10^{-4}$
PH4b	$7,28.10^{-2}$	$7,29.10^{-2}$	$2,76.10^{-1}$	$2,89.10^{-1}$	$1,44.10^{-3}$	$1,56.10^{-3}$
PH4a	$8,98.10^{-2}$	$8,85.10^{-2}$	$3,71.10^{-1}$	$3,77.10^{-1}$	$9,23.10^{-4}$	$9,29.10^{-4}$
PH3	$4,77.10^{-2}$	$4,54.10^{-2}$	$5,99.10^{-1}$	$6,07.10^{-1}$	$2,73.10^{-4}$	$2,76.10^{-4}$
PG7	$3,69.10^{-3}$	$4,34.10^{-3}$	$5,69.10^{-1}$	$5,61.10^{-1}$	$1,76.10^{-3}$	$1,75.10^{-3}$
PG6	$2,22.10^{-2}$	$2,62.10^{-2}$	$6,83.10^{-1}$	$6,84.10^{-1}$	$1,20.10^{-3}$	$1,19.10^{-3}$
PG5	$1,74.10^{-2}$	$1,86.10^{-2}$	$5,60.10^{-1}$	$5,52.10^{-1}$	$5,33.10^{-4}$	$5,14.10^{-4}$
PG4	$3,08.10^{-2}$	$3,28.10^{-2}$	$6,65.10^{-1}$	$6,63.10^{-1}$	$1,52.10^{-3}$	$1,53.10^{-3}$
PG3	$6,96.10^{-3}$	$6,64.10^{-3}$	$9,80.10^{-1}$	$9,81.10^{-1}$	$1,04.10^{-3}$	$1,03.10^{-3}$
PG2b	$1,04.10^{-2}$	$1,14.10^{-2}$	$8,50.10^{-1}$	$8,48.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,12.10^{-3}$
PG2a	$1,20.10^{-2}$	$1,42.10^{-2}$	$6,94.10^{-1}$	$7,00.10^{-1}$	$1,07.10^{-3}$	$1,11.10^{-3}$
PG1	$1,72.10^{-2}$	$1,71.10^{-2}$	$8,23.10^{-1}$	$8,25.10^{-1}$	$2,96.10^{-4}$	$3,01.10^{-4}$

Il est à noter que la centrale PH4b se situe sur un affluent de la rivière G, et que seule une centrale (PH3) les sépare. Il n'est donc pas surprenant que notre choix d'ordre d'engagement sur la centrale PG2b ait une influence sur la centrale PH4b. D'ailleurs, c'est aussi le cas de plusieurs centrales en amont de PG2b, telles que PG5, PG7 ou PH3 par exemple. Toutes les centrales non liées à PG2b présentent en revanche un très petit changement (inférieur à 5%, soit moins de deux jours par an de différence).

Le Tableau 5.9 présente les changements au sein de la centrale PG2b. On peut y voir que pour le groupe ciblé la marge est très grande : 10,8%, soit près d'un mois et demi par an. À l'échelle d'une planification de maintenance classique (5-6 ans), cela correspond à un intervalle de 9 mois dans lequel placer la maintenance. Cette grande latitude est en revanche aussi très coûteuse en nombre de démarrages (1,7%, soit plus d'un démarrage tous les 3 jours).

Tableau 5.9 Mesure de dégradation pour la centrale PG2b
(Simulations V, IX)

Unité	μ_δ		μ_t	
	V	IX	V	IX
UG2b-1	$5,64.10^{-3}$	$6,86.10^{-3}$	$8,88.10^{-1}$	$8,95.10^{-1}$
UG2b-2	$5,71.10^{-3}$	$6,47.10^{-3}$	$8,85.10^{-1}$	$8,89.10^{-1}$
UG2b-3	$5,94.10^{-3}$	$6,93.10^{-3}$	$8,79.10^{-1}$	$8,81.10^{-1}$
UG2b-4	$2,16.10^{-2}$	$2,03.10^{-2}$	$8,07.10^{-1}$	$8,16.10^{-1}$
UG2b-5	$2,16.10^{-2}$	$2,09.10^{-2}$	$8,03.10^{-1}$	$8,13.10^{-1}$
UG2b-6	$2,18.10^{-2}$	$2,09.10^{-2}$	$8,00.10^{-1}$	$8,08.10^{-1}$
UG2b-7	$2,25.10^{-2}$	$2,17.10^{-2}$	$7,91.10^{-1}$	$8,05.10^{-1}$
UG2b-8	$6,40.10^{-3}$	$6,02.10^{-3}$	$8,46.10^{-1}$	$8,48.10^{-1}$
UG2b-9	$1,38.10^{-2}$	$1,17.10^{-2}$	$8,30.10^{-1}$	$8,39.10^{-1}$
UG2b-10	$6,02.10^{-3}$	$6,55.10^{-3}$	$8,87.10^{-1}$	$8,90.10^{-1}$
UG2b-11	$5,79.10^{-3}$	$7,01.10^{-3}$	$8,80.10^{-1}$	$8,83.10^{-1}$
UG2b-12	$5,87.10^{-3}$	$5,71.10^{-3}$	$8,52.10^{-1}$	$8,53.10^{-1}$
UG2b-13	$5,71.10^{-3}$	$2,28.10^{-2}$	$9,00.10^{-1}$	$7,92.10^{-1}$
UG2b-14	$5,87.10^{-3}$	$5,64.10^{-3}$	$8,50.10^{-1}$	$8,52.10^{-1}$
UG2b-15	$5,94.10^{-3}$	$6,02.10^{-3}$	$8,49.10^{-1}$	$8,50.10^{-1}$
UG2b-16	$5,79.10^{-3}$	$6,09.10^{-3}$	$8,47.10^{-1}$	$8,49.10^{-1}$

Contrairement aux cas précédents, le reste des unités de la centrale sont peu influencées par le changement d'ordre, relativement à ces valeurs (moins de 1,5% — 6 jours par an — pour le temps d'opération et moins de 2,1‰ — 12 démarrages par an — pour les démarrages).

Pour résumer, dans le cas de l'unité UG2b-13, qui se situe dans les unités au milieu de l'ordre d'engagement, il existe une marge importante dans le temps opérationnel qu'elle présentera selon nos choix. Au sein de sa seule centrale, les conséquences de ce choix sont mineures, vis-à-vis du reste de la centrale. Cependant, les autres centrales qui lui sont liées par le réseau hydrologique sont ici fortement affectées en contrepartie de ce gain. Autrement dit, la décision sera probablement optimale au niveau de la centrale, mais pourra se révéler coûteuse dans le contexte global.

5.3.2 Marge sur un groupe d'unités

Nous avons vu, avec les simulations précédentes, que tout changement dans l'avancée de la dégradation d'une unité venait avec des changements, souvent en sens inverse, sur d'autres unités. Dans la pratique, on cherche à économiser plusieurs unités et à utiliser en priorité d'autres unités. Il est difficilement admissible de ne pas pouvoir empêcher certaines unités d'être utilisées pour contrebalancer le changement.

Afin de voir si les effets de bords peuvent être dirigés ou redirigés selon leur sens sur des unités adaptées, on a tenté d'économiser (et d'utiliser en priorité) un groupe constitué arbitrairement de 20 unités. Ces unités ont été choisies au sein des centrales contenant les unités les plus utilisées (PA1, PG1, PG2b, PG3 et PG4).

Le Tableau 5.10 regroupe les mesures pour les unités sélectionnées. On peut y voir que l'on a effectivement réussi à réduire, ou augmenter, le temps d'opération de toutes les unités en même temps. Cependant, il y a de fortes différences entre les unités : 45% de temps opérationnel de marge pour l'unité A1-6, mais moins de 1‰ pour l'unité UG2b-13.

Tableau 5.10 Mesures de dégradation pour les unités ciblées dans les Simulations VI et X

Unité	μ_δ		μ_t	
	VI	X	VI	X
UA1-6	3,71.10⁻²	4,94.10 ⁻²	8,83.10⁻¹	4,30.10 ⁻¹
UA1-11	4,24.10⁻²	5,24.10 ⁻²	8,58.10⁻¹	4,69.10 ⁻¹
UG1-4	6,78.10⁻³	3,37.10 ⁻²	9,14.10⁻¹	7,79.10 ⁻¹
UG1-6	6,86.10⁻³	3,60.10 ⁻²	9,06.10⁻¹	7,90.10 ⁻¹
UG1-8	7,16.10⁻³	3,54.10 ⁻²	9,04.10⁻¹	8,10.10 ⁻¹
UG1-10	7,24.10⁻³	3,59.10 ⁻²	9,05.10⁻¹	7,99.10 ⁻¹
UG2b-1	5,48.10⁻³	3,18.10 ⁻²	8,98.10⁻¹	7,29.10 ⁻¹
UG2b-3	5,33.10⁻³	1,55.10 ⁻²	8,89.10⁻¹	8,42.10 ⁻¹
UG2b-10	5,26.10⁻³	2,22.10 ⁻²	8,90.10⁻¹	8,12.10 ⁻¹
UG2b-11	5,71.10⁻³	3,40.10 ⁻²	8,95.10⁻¹	7,67.10 ⁻¹
UG2b-12	5,79.10⁻³	1,24.10 ⁻²	8,57.10⁻¹	8,50.10 ⁻¹
UG2b-13	5,94.10⁻³	9,75.10 ⁻³	8,57.10⁻¹	8,56.10 ⁻¹
UG2b-14	5,79.10⁻³	1,03.10 ⁻²	8,57.10⁻¹	8,53.10 ⁻¹
UG3-1	0,00.10⁰	1,98.10 ⁻²	1,00.10⁰	9,52.10 ⁻¹
UG3-6	2,29.10⁻⁴	1,40.10 ⁻²	9,99.10⁻¹	9,69.10 ⁻¹
UG3-7	6,86.10⁻⁴	1,20.10 ⁻²	9,97.10⁻¹	9,74.10 ⁻¹
UG3-8	7,62.10⁻⁴	1,04.10 ⁻²	9,96.10⁻¹	9,76.10 ⁻¹
UG3-10	2,29.10⁻⁴	1,78.10 ⁻²	9,99.10⁻¹	9,61.10 ⁻¹
UG4-4	2,86.10⁻³	2,99.10 ⁻²	8,39.10⁻¹	6,39.10 ⁻¹
UG4-9	1,36.10⁻²	2,70.10 ⁻²	8,91.10⁻¹	6,31.10 ⁻¹

On peut aussi remarquer que le gain en temps opérationnel pour les groupes UG3-1 et UG2b-13 sont très différent des gains obtenus dans les expériences précédentes. Les gains pour UG3-1 sont accrus tandis que le groupe UG2b-13 est lui contraint dans un très petit intervalle.

Dans la centrale UG2b, on a visé 7 unités sur 16. On peut regrouper ces unités en trois groupes d'après les différences entre les valeurs de mesure dans les deux simulations. Les premières (UG2b-1 et UG2b-11) présentent une marge élevée (autour de 15%) ; les secondes (UG2b-3 et UG2b-10) présentent une marge faible, mais présente (autour de 6%) ; les dernières en revanche présentent une marge négligeable (moins de 1%). Dans la situation où toutes ces unités devraient faire l'objet d'une intervention de maintenance, il serait donc difficile d'adapter l'opération de toutes ces unités.

Tableau 5.11 Mesures de dégradation par centrale (Simulation VI, X)

Centrale	μ_δ		μ_t		$\mu_{\Delta P}$	
	VI	X	VI	X	VI	X
PA1	$4,94.10^{-2}$	$4,85.10^{-2}$	$6,51.10^{-1}$	$6,53.10^{-1}$	$2,62.10^{-3}$	$2,76.10^{-3}$
PB2	$2,42.10^{-2}$	$2,48.10^{-2}$	$1,50.10^{-1}$	$1,52.10^{-1}$	$2,79.10^{-3}$	$2,78.10^{-3}$
PB1	$5,14.10^{-3}$	$4,53.10^{-3}$	$2,37.10^{-2}$	$2,52.10^{-2}$	$8,19.10^{-4}$	$8,13.10^{-4}$
PC1	$2,93.10^{-2}$	$2,77.10^{-2}$	$5,08.10^{-1}$	$5,09.10^{-1}$	$3,91.10^{-3}$	$3,97.10^{-3}$
PD3	$4,69.10^{-2}$	$4,63.10^{-2}$	$5,02.10^{-1}$	$5,05.10^{-1}$	$1,07.10^{-3}$	$1,08.10^{-3}$
PD2	$4,74.10^{-2}$	$4,49.10^{-2}$	$6,76.10^{-1}$	$6,81.10^{-1}$	$1,84.10^{-3}$	$1,84.10^{-3}$
PD1	$4,07.10^{-2}$	$3,51.10^{-2}$	$7,42.10^{-1}$	$7,52.10^{-1}$	$1,71.10^{-3}$	$1,71.10^{-3}$
PF3	$4,89.10^{-2}$	$4,91.10^{-2}$	$6,17.10^{-1}$	$6,17.10^{-1}$	$9,68.10^{-4}$	$9,32.10^{-4}$
PE4b	$3,32.10^{-2}$	$3,40.10^{-2}$	$3,36.10^{-1}$	$3,31.10^{-1}$	$7,75.10^{-4}$	$7,88.10^{-4}$
PE4a	$3,08.10^{-2}$	$3,03.10^{-2}$	$2,99.10^{-1}$	$2,98.10^{-1}$	$7,43.10^{-4}$	$7,28.10^{-4}$
PE3	$3,85.10^{-2}$	$4,09.10^{-2}$	$5,45.10^{-1}$	$5,50.10^{-1}$	$1,58.10^{-3}$	$1,65.10^{-3}$
PE2	$4,74.10^{-2}$	$5,16.10^{-2}$	$6,58.10^{-1}$	$6,58.10^{-1}$	$1,12.10^{-3}$	$1,12.10^{-3}$
PE1b	$5,15.10^{-2}$	$5,57.10^{-2}$	$5,94.10^{-1}$	$5,91.10^{-1}$	$2,46.10^{-4}$	$2,47.10^{-4}$
PE1a	$4,77.10^{-2}$	$4,99.10^{-2}$	$4,87.10^{-1}$	$4,87.10^{-1}$	$2,68.10^{-4}$	$2,76.10^{-4}$
PH4b	$6,95.10^{-2}$	$7,49.10^{-2}$	$2,83.10^{-1}$	$2,84.10^{-1}$	$1,58.10^{-3}$	$1,43.10^{-3}$
PH4a	$8,55.10^{-2}$	$9,39.10^{-2}$	$3,80.10^{-1}$	$3,79.10^{-1}$	$9,49.10^{-4}$	$9,13.10^{-4}$
PH3	$4,52.10^{-2}$	$4,37.10^{-2}$	$6,01.10^{-1}$	$6,03.10^{-1}$	$2,75.10^{-4}$	$2,70.10^{-4}$
PG7	$4,88.10^{-3}$	$4,80.10^{-3}$	$5,61.10^{-1}$	$5,64.10^{-1}$	$1,75.10^{-3}$	$1,75.10^{-3}$
PG6	$2,48.10^{-2}$	$2,47.10^{-2}$	$6,81.10^{-1}$	$6,86.10^{-1}$	$1,18.10^{-3}$	$1,20.10^{-3}$
PG5	$2,00.10^{-2}$	$1,69.10^{-2}$	$5,53.10^{-1}$	$5,57.10^{-1}$	$5,19.10^{-4}$	$5,37.10^{-4}$
PG4	$3,60.10^{-2}$	$3,66.10^{-2}$	$6,82.10^{-1}$	$7,45.10^{-1}$	$1,76.10^{-3}$	$2,33.10^{-3}$
PG3	$6,91.10^{-3}$	$7,11.10^{-3}$	$9,79.10^{-1}$	$9,84.10^{-1}$	$1,04.10^{-3}$	$1,08.10^{-3}$
PG2b	$1,06.10^{-2}$	$1,31.10^{-2}$	$8,52.10^{-1}$	$8,46.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,12.10^{-3}$
PG2a	$1,25.10^{-2}$	$1,57.10^{-2}$	$6,99.10^{-1}$	$6,98.10^{-1}$	$1,11.10^{-3}$	$1,06.10^{-3}$
PG1	$1,64.10^{-2}$	$2,96.10^{-2}$	$8,23.10^{-1}$	$8,39.10^{-1}$	$3,01.10^{-4}$	$3,14.10^{-4}$

Le Tableau 5.11, qui indique les mesures de dégradation au niveau de la centrale, nous montre que les centrales les plus affectées par nos choix sont la centrale PG1 pour les démarrages et la centrale PG4 pour le temps opérationnel. La dégradation en temps opérationnel sur PG4 est opposée à l'effet recherché sur les groupes sélectionnés et elle est très élevée (6%, soit légèrement en dessous d'un mois par an).

En effet, dans cette centrale, tous les groupes autres que les deux sélectionnés ont une forte augmentation de leur temps d'opération en échange de la baisse obtenue pour PG4-4 et pour PG4-9, comme montré dans le Tableau 5.12. Dans la pratique, cela signifie que tout délai sur l'intervention de maintenance pour ces unités aurait pour conséquence de précipiter notablement la nécessité d'intervenir sur toutes les autres unités de la centrale.

Tableau 5.12 Mesure de dégradation pour la centrale PG4
(Simulations VI, X)

Unité	μ_δ		μ_t	
	VI	X	VI	X
UG4-1	$4,52.10^{-2}$	$3,50.10^{-2}$	$6,89.10^0$	$8,44.10^{-1}$
UG4-2	$4,40.10^{-2}$	$4,28.10^{-2}$	$6,54.10^{-1}$	$8,24.10^{-1}$
UG4-3	$4,29.10^{-2}$	$2,67.10^{-2}$	$7,39.10^{-1}$	$8,55.10^{-1}$
UG4-4	$2,86.10^{-2}$	$2,99.10^{-2}$	$8,39.10^{-1}$	$6,39.10^{-1}$
UG4-5	$3,60.10^{-2}$	$4,03.10^{-2}$	$5,70.10^{-1}$	$7,11.10^{-1}$
UG4-6	$3,16.10^{-2}$	$3,82.10^{-2}$	$5,44.10^{-1}$	$6,81.10^0$
UG4-7	$4,20.10^{-2}$	$4,64.10^{-2}$	$6,23.10^{-1}$	$7,75.10^{-1}$
UG4-8	$4,00.10^{-2}$	$4,34.10^{-2}$	$5,92.10^{-1}$	$7,42.10^{-1}$
UG4-9	$1,36.10^{-2}$	$2,70.10^{-2}$	$8,91.10^{-1}$	$6,31.10^{-1}$

5.4 Discussion

Ces expériences permettent, grâce à un ordre statique, de vérifier la marge de manœuvre pour la planification des interventions de maintenance.

Elles ont permis d'observer plusieurs phénomènes :

- 1) La diminution du temps opérationnel a un coût (une augmentation en temps opérationnel) présent ailleurs dans le réseau.
- 2) Ce coût peut être dans la même centrale, mais il est plus généralement répercuté sur d'autres centrales.

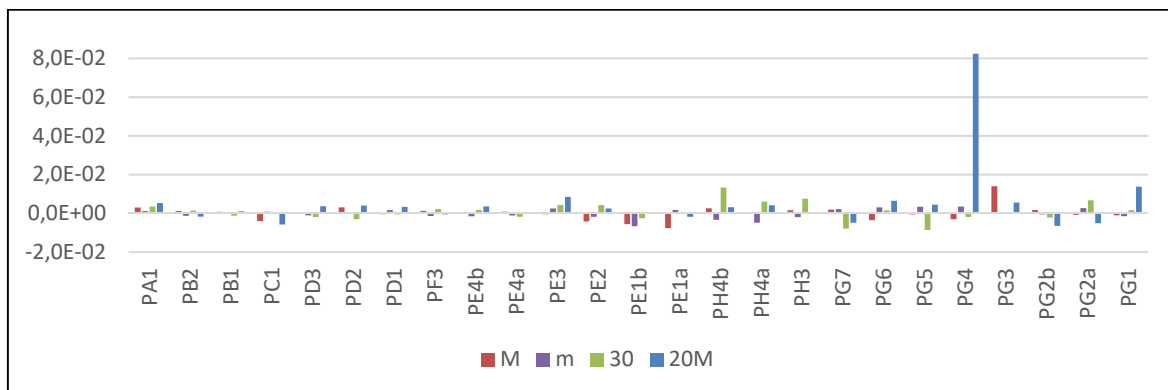


Figure 5.2 Perte de marge de temps opérationnel par centrale et par ordre

- 3) Il est possible d'empêcher certaines unités de subir ce coût en tentant de les économiser conjointement, cependant, on ne peut alors pas affirmer que les unités qu'on tente d'économiser le soient réellement.
- 4) À l'échelle des centrales, et comme résumé par la Figure 5.2, les changements dus à nos choix opérationnels sont mineurs, mais à l'échelle des unités, de forts gains sont possibles.

Concernant les possibles corrélations entre les positions des unités et les gains de marge de temps opérationnel, si les unités sont considérées seules, alors les gains semblent plus faibles pour les unités dans des positions extrêmes (en tête ou en queue de l'ordre). Si les unités sont considérées dans un ensemble, alors c'est le contraire qui semble vrai.

Ces observations nous poussent à considérer un ordre dynamique pour répartir le coût de nos gains de façon plus contrôlée. Dans la suite de ce document, on se penche sur le problème de correspondre à un plan de maintenance préétabli.

CHAPITRE 6

OPTIMISATION DE L'OPÉRATION EN FONCTION DE LA MAINTENANCE

6.1 Introduction

Pour le dernier jalon prévu de cette thèse, on désire diriger l'utilisation des turbines en fonction de la proximité de leur maintenance prévue et de leur état courant de dégradation. À titre d'exemple, une turbine supposée en état de dégradation déjà forte et dont la maintenance est prévue à une date éloignée devra être économisée, alors qu'une turbine en état peu dégradé et dont la maintenance est prévue pour une date proche pourrait et devrait être plus fortement utilisée.

Si la première affirmation semble évidente, la seconde nécessite plus d'explications. Les dégradations sur une turbine sont de deux natures, la cavitation et la fissuration. La fissuration est difficilement détectable tant qu'elle n'a pas dépassé un certain seuil. Si la turbine est trop peu utilisée, il y a une augmentation de la probabilité que la dégradation soit en cours, mais simplement trop petite pour être décelée. En augmentant la sollicitation de la turbine, on espère dépasser le seuil de détection avant la maintenance, plutôt que d'intervenir sans détecter de fissure et de subir une défaillance juste après la remise en fonctionnement. La cavitation est détectable dès le début du phénomène, mais une dégradation plus avancée ne cause pas d'augmentation drastique des coûts (relativement au coût de base d'une maintenance).

Pour conclure si le remplacement ou la réparation d'une turbine est proche, le coût supplémentaire dû à une dégradation plus avancée de l'unité est faible, mais si l'intervention est encore lointaine dans le temps, une dégradation trop rapide pourrait entraîner une défaillance imprévue et augmenter les coûts.

6.2 Hypothèses

6.2.1 Modèles de maintenance

Pour ce jalon, il est nécessaire de définir un élément supplémentaire relativement aux jalons précédents : qu'est-ce qu'un plan de maintenance, et comment intervient-il dans notre approche par simulation ?

Cette maintenance peut être définie de plusieurs manières, dépendamment du réalisme et de la précision du modèle. Nous allons d'abord présenter plusieurs modèles envisageables pour représenter les diverses caractéristiques de la maintenance, puis conclure par la sélection du modèle qui nous semble le plus adapté.

6.2.1.1 Maintenance déterministe à durée fixe

La première définition de maintenance consiste à considérer que la date et la durée de la maintenance sont connues. Alors un plan de maintenance est la fonction qui à chaque unité associe une famille de couples instant/durée qui caractérise la maintenance, ainsi qu'exprimé en Équation (6.1).

$$\mathcal{M}_\Sigma: \begin{array}{l} \mathcal{U} \rightarrow (\mathcal{T}, \mathbb{R}_+) \\ u \mapsto (t, d) \end{array} \quad (6.1)$$

Selon ce modèle, on peut définir les périodes de maintenance comme des périodes d'indisponibilité de l'unité génératrice. On peut ajouter dans ce modèle la notion de type de maintenance (inspection, réparation, remplacement) afin d'analyser la dégradation effective des éléments du système.

Cette modélisation correspond à l'utilisation d'un plan de maintenance déterminé de façon indépendante. Cependant, elle ne permet pas de prendre en compte les défaillances imprévues ni les délais qui peuvent s'ajouter lors des réparations. Elle ne considère pas non plus le

déclenchement, par exemple, d'une réparation ou de la planification d'un remplacement suite à une inspection.

6.2.1.2 Maintenance déterministe à durée variable

Afin de considérer les délais imprévus dans les maintenances, on propose une seconde définition du plan de maintenance. Cette définition consiste à considérer que, si la date est toujours connue, la durée de la maintenance n'est connue que sous la forme d'une distribution statistique. Alors un plan de maintenance est la fonction qui à chaque unité associe une famille de couples instant/distribution de la durée qui caractérise la maintenance, ainsi qu'exprimée en Équation (6.2).

$$\mathcal{M}_\Sigma: \begin{array}{l} \mathcal{U} \rightarrow (\mathcal{T}, [0,1]^{\mathbb{R}_+}) \\ u \mapsto (t, F_d) \end{array} \quad (6.2)$$

Ce modèle prend en compte l'aléa induit par les délais imprévus de maintenance, mais il est moins adapté à notre approche par simulation, car la solution trouvée va dépendre des *réalisations* des distributions de temps de maintenance. Bien que cela soit moins précis et rende la solution plus pessimiste, il est sans doute plus indiqué, avec notre approche, d'utiliser un modèle déterministe à durée fixe et pessimiste pour les maintenances.

6.2.2 Défaillances imprévues

Dans la réalité, il est possible que des défaillances imprévues aient lieu. On propose pour ce modèle la combinaison d'un modèle du plan de maintenance (par exemple l'un des deux précédents) avec un modèle de défaillance pour les unités du système.

Pour chaque unité et à chaque instant, on considère une fonction (statistique) de leur dégradation qui indique si une défaillance a lieu, ainsi qu'exprimée par l'Équation (6.3). Dans le cas d'une défaillance, une maintenance est immédiatement lancée pour l'unité concernée.

$$\begin{aligned}
\mathcal{U} &\rightarrow \mathbb{[0,1]}^{(\mathbb{R}_+, \mathbb{R}_+, \mathbb{R})} \\
\mathcal{C}_\Sigma: u &\mapsto \mathcal{C}_\Sigma(u): (\mathbb{R}_+, \mathbb{R}_+, \mathbb{R}) \rightarrow \mathbb{[0,1]} \\
&\quad (\mu_\delta(\{u\}), \mu_t(\{u\}), \mu_{\Delta P}(\{u\})) \mapsto \begin{cases} 1 & \text{si défaillance} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}
\end{aligned} \quad (6.3)$$

Dans le cadre de notre approche par simulation basée sur la répétition quotidienne de la résolution du HUC, cette modélisation est difficile à mettre en place, car la défaillance ne pourra être évaluée qu'à l'interface des jours, entre les résolutions de HUC. Pour garder un modèle cohérent, il faudrait relancer une résolution à partir de l'instant de la défaillance jusqu'à la fin de la journée pour corriger la modélisation de l'opération de cette fin de journée.

De plus, il est en pratique rare qu'une turbine ne puisse pas être utilisée à cause d'une défaillance. En réalité, on constate généralement une forte perte de rendement, mais pas un arrêt complet. Pour cette raison, on propose de ne pas modéliser les défaillances critiques, mais de simplement tenter de cibler un temps d'utilisation maximum (T_{max}) un an (Δt) avant la date de maintenance (t_l), puis de maximiser le temps d'utilisation ensuite, ainsi qu'illustré par la Figure 6.1

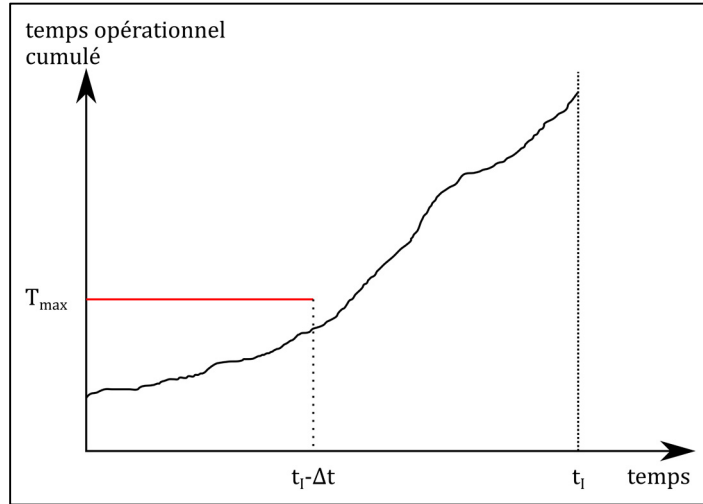


Figure 6.1 Profil de temps opérationnel cumulé désiré

6.2.3 Modélisation retenue pour la maintenance

Dans le cadre de notre projet, on estime que le meilleur modèle de représentation de la maintenance est aussi le plus simple : une maintenance déterministe avec des durées de maintenance fixe (20 jours). Dans le cadre d'un plus petit système, ou dans le cas d'une étude permettant la simulation en parallèle de nombreuses situations, le modèle de maintenance non déterministe pourrait donner des informations plus précises sur la pertinence de nos décisions.

On fait aussi l'hypothèse que les unités ne subissent pas de défaillance les empêchant de fonctionner. L'objectif du contrôleur dans la simulation est de correspondre au mieux à un profil de temps opérationnel cumulé contraint à ne pas dépasser une valeur (indiquée pour chaque groupe) un an avant une maintenance et à maximiser ensuite le temps d'opération.

6.3 Plan de maintenance

On propose de sélectionner 20 unités (on a pris les 10 démarrées le moins souvent et les 10 démarrées le plus souvent, car ce sont celles qui ont respectivement le moins et le plus de flexibilité pour changer de position dans l'ordre d'engagement) et de répartir une intervention de maintenance par unité dans les périodes de juin à novembre inclus de chaque année. Pour chaque unité dont la maintenance est planifiée après la première année, on prend, à partir de la simulation de référence, la proportion de temps opérationnel sur le temps simulé. On considère la limite d'utilisation un an avant intervention comme suivant 90% de cette proportion. Le Tableau 6.1 présente cette proposition de plan de maintenance pour un cas d'étude.

6.4 Discussion

Bien que le logiciel de simulation ait été complètement développé pour prendre en compte une réalisation déterministe de la maintenance, des contraintes de temps ne nous ont pas permis de simuler les scénarios évoqués ni d'en exploiter les résultats à temps pour l'écriture de ce manuscrit.

Tableau 6.1 Proposition de plan de maintenance

Unité	Date de maintenance	Proportion de temps d'opération dans I	Date de retrait de la limite d'opération	Limite d'opération
UG3-1	28 juin, an 3	$9,91.10^{-1}$	28 juin, an 2	528 jours et 3 heures
UG3-10	28 juin, an 2	$9,99.10^{-1}$	28 juin, an 1	177 jours et 20 heures
UG3-6	1 ^{er} juin, an 1	$9,98.10^{-1}$	-	
UG3-7	1 ^{er} oct., an 1	$9,99.10^{-1}$	-	
UG3-8	25 juil., an 2	$9,99.10^{-1}$	25 juil., an 1	204 jours et 20 heures
UG4-9	10 nov., an 3	$8,71.10^{-1}$	10 nov., an 2	590 jours et 13 heures
UA1-6	10 nov., an 2	$8,68.10^{-1}$	10 nov., an 1	271 jours et 17 heures
UG2b-1	14 oct., an 2	$8,27.10^{-1}$	14 oct., an 1	236 jours et 13 heures
UA1-11	21 août, an 2	$8,25.10^{-1}$	21 août, an 1	191 jours et 10 heures
UG2b-11	17 sept., an 3	$8,88.10^{-1}$	17 sept., an 2	554 jours et 3 heures
UG5-6	1 ^{er} juin, an 2	$4,84.10^{-1}$	1 ^{er} juin, an 1	73 jours et 3 heures
UH4a-1	14 oct., an 3	$3,24.10^{-1}$	14 oct., an 2	210 jours et 23 heures
UE4b-3	21 août, an 3	$2,75.10^{-1}$	21 août, an 2	164 jours et 5 heures
UE4b-1	1 ^{er} nov., an 1	$3,70.10^{-1}$	-	
UH4b-3	1 ^{er} août, an 1	$3,54.10^{-1}$	-	
UE4a-7	17 sept., an 2	$3,95.10^{-1}$	17 sept., an 1	102 jours et 8 heures
UH4b-2	1 ^{er} juil., an 1	$2,03.10^{-1}$	-	
UE4a-8	25 juil., an 3	$3,49.10^{-1}$	25 juil., an 2	198 jours et 23 heures
UE4a-4	1 ^{er} juin, an 3	$2,55.10^{-1}$	1 ^{er} juin, an 2	131 jours et 14 heures
UE4a-3	1 ^{er} sept., an 1	$2,50.10^{-1}$	-	

Des conclusions tirées dans les chapitres précédents, on s'attend à plusieurs phénomènes :

- 1) Il va être difficile de satisfaire la limite d'opération sur les unités de la centrale PG3 (on rappelle que la marge d'opération était de moins de 5% sur les groupes considérés de la centrale PG3 dans la Section 5.3.2).
- 2) Au contraire, il devrait être facile de satisfaire cette limite pour les unités de la centrale PA1, car celle-ci présente une marge de 45% sur le temps d'opération.
- 3) Si l'on dessine le profil du temps d'opération en fonction du temps simulé pour les unités, on s'attend à ce que le point d'inflexion, un an avant intervention, soit le plus marqué pour les centrales qui ont présenté la plus forte marge et presque absent pour celle dont la marge était faible.

Par ailleurs, il reste certaines questions sur cette simulation, notamment l'effet de la contrainte imposée sur le système par le retrait des unités de production, qui changera la répartition de la charge au sein du système. De même, après retrait, on a considéré que l'unité était restaurée à l'identique, ce qui est en réalité peu fréquent.

CONCLUSION

Dans cette thèse, nous avons exposé la problématique de la gestion d'un parc de turbines hydrauliques dans un contexte bien spécifique qui est celui du Québec. Par sa morphologie, la nature de ses équipements et ses propres données opérationnelles conditionnées par son historique et par son intégration croissante dans le marché nord-américain de l'énergie, ce parc constitue un système complexe utilisé souvent en limite des marges de fonctionnement afin de maximiser les profits. Avec l'augmentation toujours croissante de l'usage des technologies, le marché de l'électricité est en plein développement, cela pendant que l'extension du réseau de génération est de plus en plus difficile (saturation de l'usage des rivières, contraintes géographiques, contraintes environnementales pour l'ajout de nouvelles lignes de transport...). Les leviers pour une augmentation des profits demeurent donc restreints : produire mieux, de façon globalement plus rentable et préserver les équipements dans la mesure du possible.

L'opération du réseau, sujette à des objectifs contradictoire et des effets cumulatifs de chaque décision, est donc difficile à modéliser, et particulièrement à optimiser, pour une vision détaillée sur de longs horizons. Cependant, dans l'organisation actuelle de gestion des actifs, la précision de ce modèle d'opération a une influence directe sur la planification de la maintenance.

Afin de qualifier l'influence de l'opération sur la maintenance, nous avons proposé des mesures (métriques) en lien avec chacun des phénomènes de dégradation en ciblant les causes de ces dégradations (démarrages pour la fissuration et temps opérationnel et écart au point optimal de fonctionnement pour la cavitation). De la même façon qu'il est intéressant de considérer la dégradation d'un ensemble d'éléments, on peut appliquer ces mesures à des parties du parc, même non réduites à une unité.

Pour pallier à l'explosion combinatoire qui accompagnerait la résolution de la planification opérationnelle avec le niveau de détail attendu pour un si long horizon, nous avons aussi proposé et implémenté un simulateur de l'opération, basé sur la résolution *journalière* du HUC

par un logiciel utilisé. Ce simulateur permet, à partir de données d'apport hydrologiques et de valeurs de la demande horaire sur plusieurs années, de modéliser une solution d'opération du parc en fonction de choix opérationnels (indisponibilité des groupes ou des lignes, contraintes d'opération des lignes et des centrales, contraintes hydrologiques, etc.). Cette approche par simulation nous a permis de confirmer que l'optimisation du modèle, théoriquement source de plus de gain, était de fait irréalisable dans un temps raisonnable.

L'utilisation de ce simulateur a permis de valider que la *capacité* de production du parc était peu influencée, sur un long horizon, par les choix opérationnels journaliers, mais beaucoup plus influencée par le guidage fourni à l'opération par la planification de gestion des réservoirs. Nous avons ainsi démontré que certaines décisions prises par les opérateurs de centrales afin de considérer l'état des unités dont ils ont la charge étaient effectivement raisonnables du point de vue de la production à long terme.

Nous avons utilisé ce simulateur pour déterminer l'influence de l'ordre d'engagement sur l'avancée de la dégradation sur les unités individuelles. Cela nous a permis de confirmer que, comme il s'agit d'un système complexe, les économies réalisées sur une unité peuvent avoir des répercussions imprévisibles (autant en économies qu'en augmentation de la dégradation) sur la répartition de la dégradation sur le reste du parc. Nous avons aussi montré que, si l'on était prêt à accepter ces conséquences, on pouvait avoir des gains significatifs sur certaines unités.

Particulièrement, il est intéressant de pouvoir diriger les gains par effet de bords, vers certaines unités, et, dans la pratique, il est nécessaire de pouvoir économiser plusieurs groupes déterminés en même temps. Nous avons donc utilisé le simulateur pour obtenir des gains sur plusieurs unités ciblées conjointement. Malheureusement, si ces gains ont été, dans certains cas, plus importants que si les unités avaient été considérées indépendamment, ils se sont aussi révélés plus faibles sur les centrales utilisées en limite de capacité. Il est effectivement complexe de cibler de trop nombreuses unités au sein d'une même centrale pour une économie conjointe.

Finalement, nous avons introduit une définition originale et simple pour un plan de maintenance et montré que ce simulateur peut servir à déterminer ou identifier une stratégie opérationnelle adaptée aux impératifs économiques de l'exploitant. opter pour contrôler, au cours du temps, la dégradation subie par des unités ciblées afin de l'adapter à un plan de maintenance prédéfini.

Nous avons soumis deux (2) articles pour des revues avec comité de lecture. Un troisième est en préparation, abordant le sujet introduit dans le dernier chapitre de ce manuscrit.

Finalement, lors de la rédaction de cette CONCLUSION, nous constatons qu'il demeure plusieurs travaux à approfondir et à développer. Néanmoins, nous sommes convaincus que le développement apporté aura une applicabilité industrielle directe.

RECOMMANDATIONS

Perspectives

Les impératifs académiques nous poussent à mettre un terme à notre recherche, cependant celle-ci s'inscrit dans une dynamique, toujours d'actualité, d'intégration de l'opération et de la maintenance. Aussi, il est important de souligner pour les lecteurs et les chercheurs les éléments qui nous semblent être de futures pistes à approfondir ou dont il faut prendre note.

Pour les objectifs corporatifs

- Dans le cadre d'une gestion globale de l'organisation de l'opération, une interface entre le simulateur et les bases de connaissance de l'entreprise est à considérer afin de valider les nouvelles stratégies d'opérations qui peuvent être proposées. Cette démarche peut permettre aux gestionnaires de centrale de constater les effets de leur décision sur le reste du réseau de génération.
- Nous avons montré que le système considéré entré dans la catégorie des systèmes complexes, il apparaît dès lors que le simulateur devrait être adapté à ce système de manière plus fine, particulièrement dans le cas où l'on considérerait le parc entier plutôt que simplement une partie des centrales. Certaines centrales peuvent aussi ne pas être modélisées de la même façon que celle utilisée dans ce travail.
- Nous avons constaté que le modèle requiert une gestion des réservoirs pertinente afin d'éviter de vider certains réservoirs. La validation des stratégies de gestion de réservoir pourrait bénéficier, comme étape de validation d'être soumise à différentes stratégies d'opération afin de s'assurer de la flexibilité du système.

Pour le développement du simulateur

Le simulateur peut encore être complété afin de rendre la modélisation plus proche encore de la réalité :

- Afin d’opérer un parc hydro-électrique, une contrainte forte sur la fiabilité du système concerne la robustesse vis-à-vis de l’indisponibilité des lignes. L’intégration de cet aspect dans les données du simulateur est nécessaire à la validation de toute stratégie opérationnelle, afin que celle-ci soit acceptée par l’ISO.
- L’intégration de techniques de Classification et d’Intelligence artificielle devrait pouvoir permettre d’évaluer, en ligne, la pertinence d’un choix opérationnel pour les objectifs fixés en fonction des conséquences obtenues dans des situations similaires précédemment dans la simulation, ou dans une base de connaissance établie par d’autres expériences. Cette piste de recherche nécessite un travail de réflexion quant à l’intégration des techniques d’Intelligence artificielle, mais aussi un large travail en amont pour établir la base de connaissance à utiliser et, peut-être, établir des corrélations entre les choix opérationnels et les conséquences sur des groupes particuliers.
- Actuellement, le simulateur est lié de manière forte au programme de résolution du HUC utilisé. Un travail d’abstraction devrait être réalisé afin de permettre l’utilisation d’autres programmes qui pourraient remplacer à terme celui utilisé, pour des raisons industrielles ou d’efficacité du modèle.
- Nous avons constaté que les jours avec la plus grande déviation à la réalité se situaient en fin d’hiver et plus fréquemment en début de printemps (en conséquence des crues subites). L’utilisation d’une stratégie permettant de changer le temps accordé à la résolution du HUC quotidien en fonction de ces critères pourrait permettre un gain de précision à un coût plus faible qu’une augmentation indiscriminée du temps accordé.
- Par ailleurs, le simulateur a été utilisé dans le cadre d’une opération planifiée à l’heure, mais il est possible que ce pas de temps soit à adapter en fonction des besoins de l’entreprise. En effet, la pertinence du modèle de l’opération est importante pour la planification de la maintenance, mais elle est coûteuse à obtenir, même avec notre approche

par simulation. Dès lors, il est légitime de se poser la question du compromis constitué par une résolution à plus gros grain, mais plus rapide.

Pour l'optimisation de l'opération en fonction de la maintenance

L'approche proposée permet de *tester* des scénarios en fonction des choix opérationnels, mais pas de *déterminer* la stratégie opérationnelle *optimale*. Ceci est l'objectif final de cette voie de recherche, mais est difficilement réalisable considérant les temps de calculs pour *une* évaluation de la fonction (plusieurs jours). Toutefois, le travail effectué nous permet de suggérer quelques pistes pour poursuivre cet objectif :

- Dans le cadre de l'optimisation de la planification opérationnelle sur l'ensemble du temps considéré, notre simulateur pourrait servir à fournir un point de départ pour l'utilisation de méthodes d'optimisation par exploration.
- Le développement, évoqué précédemment, d'un mécanisme permettant de changer la taille du pas de temps simulé pourrait permettre d'accélérer des méthodes d'optimisation (de type boîte noire par exemple), par l'utilisation de *Surrogate Functions*.
- Dans le cadre de ce projet, nous étions limités en termes de nombre de simulation concurrente, l'accès à un cluster de calcul pourrait permettre d'utiliser des méthodes *Monte-Carlo* pour obtenir des résultats plus proches de l'optimum, ou si le temps le permet des méthodes d'optimisation par particules comme PSO ou DE, par exemple.

Épilogue

Les contraintes logistiques et temporelles nous obligent de mettre un terme à notre recherche ainsi qu'à produire un rapport. On espère avoir répondu, au moins partiellement, au cahier de charges que le partenaire industriel du projet nous a imposé. Comme toute recherche, la nôtre n'a pas encore atteint ses limites. De nombreuses questions restent ouvertes, comme l'étude de la sensibilité de notre solution aux impondérables qui peuvent se produire dans l'opération d'un réseau électrique.

Dans le cadre d'une planification conjointe de l'opération et de la maintenance dans les réseaux hydro-électrique, notre recherche ne représente qu'une infime fraction du travail à réaliser pour espérer obtenir une réponse applicable. Cela même n'étant qu'une première étape vers la possibilité d'optimiser cette planification.

On conclura en rappelant au lecteur que la recherche est une quête éternelle perpétuellement recommencée. Toute réponse amène de nouvelles questions et de nouvelles possibilités d'approfondissement.

ANNEXE I

LISTE DES PARAMÈTRES DE MODÉLISATION

Afin de donner une mesure de la taille du problème, on présente dans cette annexe les paramètres les plus importants pris en considération dans la simulation de l'opération.

Topologie

La taille du système est indiquée grâce à 8 paramètres (nombre de tronçons de rivière, de réservoirs, de barrages, de zones de demande, de centrales, d'unités génératrices, de liens de transports et d'aires définies pour la stabilité du système).

Pour chaque réservoir, une correspondance de niveaux à volume sera utilisée dans une régression par morceau pour déterminer le volume en fonction du niveau (et vice-versa). L'échantillonnage de cette correspondance est généralement d'une centaine de points.

Pour chaque tronçon de rivière, un délai est défini pour représenter le délai d'écoulement de l'eau.

Matériel intemporel

Pour chaque réservoir, une capacité maximale de déversement est définie.

Pour chaque centrale, un nombre maximum d'arrêts et un nombre maximum de démarrages par heure sont définis.

Pour chaque unité de génération, un modèle de la puissance générée en fonction du débit turbiné est donné à partir des valeurs de puissance minimum, maximum et au point optimal de fonctionnement en fonction des débits maximum et au point optimal de fonctionnement.

Données d'exploitation

Pour chaque tronçon de rivière, chaque jour, on considère les débits passés jusqu'au délai d'écoulement.

Pour chaque unité de génération, un état (disponible ou indisponible) est défini chaque heure.

Chaque heure, la perte linéaire du transit est donnée à l'aide de deux modèles affines.

Pour chaque zone de demande, la demande nette est indiquée chaque heure.

Contraintes d'exploitation

Pour chaque réservoir, et chaque heure, des bornes sont définies sur le niveau du réservoir. De plus, des bornes et une cible idéales sont définies certaines heures pour guider l'exploitation.

Pour chaque centrale, un nombre minimum et maximum d'unités engagées est défini, ainsi que des bornes sur le débit et la production totale de ces unités. Chaque jour, un ordre d'engagement est aussi défini.

Pour chaque unité de génération, une restriction sur sa production peut être imposée sous la forme de bornes.

Pour chaque barrage, des bornes sont définies pour les déversements minimaux et maximaux chaque heure.

Pour chaque lien de transit, et chaque heure, des bornes sont imposées sur la quantité d'énergie transportable.

Des contraintes de convolution topologiques existent, elles sont dénombrées par deux paramètres (nombre de centrales combinées et nombre de liens combinés).

Pour chaque contrainte de convolution sur les centrales, un ordre de démarrage entre les centrales est défini. Pour chaque contrainte de convolution sur les liens de transit, des bornes sont définies pour l'énergie totale transportable sur ces liens.

Coûts divers

Les coûts sont modélisés par des fonctions linéaires. Dans certains cas, un modèle linéaire par morceau est utilisé pour s'approcher d'un modèle quadratique. Dans le programme de résolution du HUC utilisé, les coûts sont sous l'une des formes suivantes :

- Coût quadratique, modélisé par 5 paramètres
- Coût quadratique symétrique, modélisé par 4 paramètres
- Coût affine, modélisé par 2 paramètres
- Coût linéaire, modélisé par un paramètre

Pour chaque réservoir, des coûts quadratiques sont définis pour la violation des bornes idéales de niveau et l'écart au niveau idéal ciblé. Un coût quadratique symétrique est aussi défini pour la variation de niveau.

Pour chaque barrage, un coût quadratique symétrique est défini pour la quantité déversée.

Pour chaque centrale, on définit un coût quadratique symétrique pour l'écart au point optimal de fonctionnement, un coût, toujours quadratique symétrique, à la variation de la production, un coût affine pour la gestion de la pointe de production, des coûts linéaires pour la différence d'écart de rendement des diverses unités dans la centrale, les démarrages d'unités, la variation de la production, et le non-respect des contraintes de priorité des centrales.

ANNEXE II

VALEURS CARACTÉRISTIQUES DES MESURES

Les mesures introduites dans cette thèse peuvent être complexes à appréhender. Pour cette raison, on donne ici quelques valeurs caractéristiques et leur signification.

On présente dans un premier temps les valeurs associées à la vérification de la validité des simulations, dans le Tableau A II-1. Pour les mesures à valeurs bornées, on présente simplement la signification de ces bornes. D'une façon générique, ces mesures représentent un écart avec la réalité. Une valeur plus basse est donc un bienfait.

Tableau A II-1 Valeurs significatives des mesures de validité opérationnelle

Mesure	Valeur	Signification
$\Delta_D^{5\%}$	1	L'opération présente systématiquement un écart de plus de 5 % pour la satisfaction de la demande.
$\Delta_D^{5\%}$	0	L'opération ne présente jamais d'écart de plus de 5 % pour la satisfaction de la demande.
$\overline{\Delta_D}$	0	L'opération satisfait parfaitement la demande
$\underline{\Delta_D}$	1	Il existe un instant où aucune production électrique n'a lieu ou bien il existe un instant où l'on produit le double de l'énergie nécessaire
Δ_D^{Σ}	0	Toute surproduction est compensée par une sous-production
$\Delta_D^{\Sigma+}$	0	L'opération satisfait parfaitement la demande

On présente ensuite les valeurs associées à la dégradation. Pour les mesures correspondant à une proportion vis-à-vis du temps simulé, on indique les valeurs de certaines proportions remarquables (nombre d’heures, jour, mois par jour, semaine, mois, année...) afin de servir de référence pour l’exploitation des données.

Tableau A II-2 Valeurs significatives des mesures de dégradation

Mesure	Valeur	Signification
μ_δ	0	Aucun démarrage
μ_δ	1	Démarrage ou arrêt à chaque heure
μ_δ	8,3%	Un démarrage par jour
μ_δ	16,7%	Deux démarrages par jour
μ_δ	1,2%	Un démarrage par semaine
μ_δ	0,3%	Un démarrage par mois
μ_t	0	Unités toujours à l’arrêt
μ_t	4,2%	Unité fonctionnant une heure par jour
μ_t	6,0‰	Unité fonctionnant une heure par semaine
μ_t	3,3%	Unité fonctionnant un jour par mois
μ_t	8,3%	Unité fonctionnant un mois par an
μ_t	1	Unités toujours en marche
$\mu_{\Delta P}$	0	Unités utilisées uniquement à leur point optimal de fonctionnement
$\mu_{\Delta P}$	p	Unités utilisées, en moyenne, avec un écart relatif de p à leur point optimal de fonctionnement
μ_v	0	Les réservoirs sont vides
μ_v	1	Les réservoirs sont pleins
μ_v	50%	Le volume final total des réservoirs correspond à la moitié de la capacité totale
μ_v^-	0	Aucun déversement au cours de l’opération
μ_v^-	1	L’eau du système a été déversé au cours de l’opération ou est dans la réserve à la fin de l’opération (cette valeur est théorique, car elle signifie qu’aucune unité n’a produit d’énergie)

ANNEXE III

EXPÉRIENCES PRINCIPALES

Au cours de ce projet, de multiples expériences ont été menées relativement aux stratégies. Cette annexe présente les principales simulations, leur caractéristique et résume les résultats de mesures choisies sur ces simulations.

Nous avons retenu 11 simulations principales, comme résumé dans le Tableau A II-1. La première correspond à une simulation où on laisse entière responsabilité au simulateur quant à la gestion des réservoirs. Les deux expériences suivantes correspondent à des expériences relatives à la faisabilité de la production. Les 8 expériences suivantes correspondent à des études relatives à la marge de planification de maintenance. La dernière expérience correspond à une tentative d'optimisation de l'usage des unités génératrices.

Tableau A III-1 Résumé des expériences

ID	Données	Guide	Ordre
I	Data set Standard	V	EF
II	Data set Standard	V	EL
III	Data set Standard	V	Surco M
IV	Data set Standard	V	Surco m
V	Data set Standard	V	Surco 30
VI	Data set Standard	V	Surco 20M
VII	Data set Standard	V	Eco M
VIII	Data set Standard	V	Eco m
IX	Data set Standard	V	Eco 30
X	Data set Standard	V	Eco 20M
XI	Data set Standard	V	Dyn.

Les mesures globales (sur l'ensemble de la structure et de la simulation) sont résumées dans le Tableau A III-2. On peut y noter que les résultats ont une déviation vis-à-vis de la réalité qui est du même ordre. De même, les résultats sur la capacité de production indiquent que toutes les stratégies implémentées sont viables sur le long terme.

Concernant la dégradation des composants du réseau de génération, en revanche, on peut observer que certaines stratégies sont coûteuses au niveau global. Pour les démarrages, la stratégie qui consiste à mettre les unités les plus performantes en premier (simulation I) présente un nombre élevé de démarrages comparativement aux autres stratégies proposées, même celles où seule une unité est déplacée dans l'ordre (comme III, IV, V, VII, ou IX).

Contrairement à ce à quoi on peut s'attendre, la stratégie présentant le plus bas nombre de démarrages n'est pas la stratégie opposée à celle évoquée précédemment : parmi les stratégies testées, il s'agit d'une stratégie où toutes centrales suivent la stratégie de mettre l'unité la plus efficace en premier sauf une centrale, ou une unité efficace est déplacée en dernière place de l'ordre.

Tableau A III-2 Résumé des mesures pour les principales expériences

ID	Simulateur			Production	Dégradation		
	$\Delta_D^{5\%}$	$\overline{\Delta_D}$	Δ_D^Σ	$\mu_v(\mathcal{R})$	$\mu_\delta(\mathcal{U})$	$\mu_t(\mathcal{U})$	$\mu_{\Delta P}(\mathcal{U})$
I	$7,4.10^{-2}$	$5,3.10^{-1}$	$-3,4.10^{-7}$	$8,09.10^{-1}$	$4,00.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,17.10^{-3}$
II	$7,3.10^{-2}$	$5,3.10^{-1}$	$-3,2.10^{-7}$	$8,07.10^{-1}$	$3,40.10^{-2}$	$6,41.10^{-1}$	$1,25.10^{-3}$
III	$7,5.10^{-2}$	$5,2.10^{-1}$	$-3,4.10^{-7}$	$8,07.10^{-1}$	$3,15.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,16.10^{-3}$
IV	$7,4.10^{-2}$	$5,2.10^{-1}$	$-3,4.10^{-7}$	$8,05.10^{-1}$	$3,23.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,16.10^{-3}$
V	$7,6.10^{-2}$	$5,2.10^{-1}$	$-3,3.10^{-7}$	$8,03.10^{-1}$	$3,08.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,16.10^{-3}$
VI	$7,5.10^{-2}$	$5,2.10^{-1}$	$-3,5.10^{-7}$	$8,05.10^{-1}$	$3,14.10^{-2}$	$6,40.10^{-1}$	$1,19.10^{-3}$
VII	$7,4.10^{-2}$	$5,3.10^{-1}$	$-3,4.10^{-7}$	$8,05.10^{-1}$	$3,05.10^{-2}$	$6,39.10^{-1}$	$1,17.10^{-3}$
VIII	$7,3.10^{-2}$	$5,2.10^{-1}$	$-3,5.10^{-7}$	$8,09.10^{-1}$	$3,94.10^{-2}$	$6,39.10^{-1}$	$1,19.10^{-3}$
IX	$7,4.10^{-2}$	$5,2.10^{-1}$	$-3,3.10^{-7}$	$8,08.10^{-1}$	$3,18.10^{-2}$	$6,38.10^{-1}$	$1,17.10^{-3}$
X	$7,5.10^{-2}$	$5,2.10^{-1}$	$-3,4.10^{-7}$	$8,07.10^{-1}$	$3,35.10^{-2}$	$6,46.10^{-1}$	$1,24.10^{-3}$

La nature complexe du système rend la prédiction des résultats d'une stratégie difficile au niveau global. Même les stratégies simples sont difficiles à classer entre elles *a priori* et nécessitent une véritable étude. Ces constatations nous amènent à la conclusion que déterminer la stratégie optimale pour l'opération du réseau vis-à-vis de la dégradation est difficilement déductible du modèle. Une optimisation de cette stratégie sera probablement difficile et excessivement longue, quelle que soit la méthode utilisée.

ANNEXE IV

INFLUENCE DU NOMBRE D'UNITÉS CIBLÉE DANS LES GROUPES

Dans le CHAPITRE 5, on a tenté de diriger l'avancement de la dégradation sur un groupe d'unités pour trouver si on avait une marge d'opération en travaillant sur plusieurs unités. Les résultats obtenus étaient intéressants, mais la marge variait grandement entre les unités individuelles. On propose dans cette annexe de ne cibler que 19 unités (on a simplement retiré l'unité UG4-4) afin de voir si la marge est augmentée.

Le regroupe les mesures pour les unités sélectionnées. À part pour l'unité retirée, on peut constater que les résultats obtenus sont proches, à la fois pour l'économie et pour l'avancement de la dégradation. En effet, la différence est inférieure à 1% dans tous les cas.

Tableau A IV-1 Temps d'opération des groupes ciblés dans les simulations VI, VI-b, X et X-b

Unité	VI	VI-b	X	X-b
UA1-6	8,83. 10 ⁻¹	8,82. 10 ⁻¹	4,30. 10 ⁻¹	4,29. 10 ⁻¹
UA1-11	8,58. 10 ⁻¹	8,54. 10 ⁻¹	4,69. 10 ⁻¹	4,64. 10 ⁻¹
UG1-4	9,14. 10 ⁻¹	9,10. 10 ⁻¹	7,79. 10 ⁻¹	7,68. 10 ⁻¹
UG1-6	9,06. 10 ⁻¹	9,02. 10 ⁻¹	7,90. 10 ⁻¹	7,81. 10 ⁻¹
UG1-8	9,04. 10 ⁻¹	9,00. 10 ⁻¹	8,10. 10 ⁻¹	8,04. 10 ⁻¹
UG1-10	9,05. 10 ⁻¹	9,01. 10 ⁻¹	7,99. 10 ⁻¹	7,91. 10 ⁻¹
UG2b-1	8,98. 10 ⁻¹	8,92. 10 ⁻¹	7,29. 10 ⁻¹	7,20. 10 ⁻¹
UG2b-3	8,89. 10 ⁻¹	8,87. 10 ⁻¹	8,42. 10 ⁻¹	8,42. 10 ⁻¹
UG2b-10	8,90. 10 ⁻¹	8,87. 10 ⁻¹	8,12. 10 ⁻¹	8,07. 10 ⁻¹
UG2b-11	8,95. 10 ⁻¹	8,89. 10 ⁻¹	7,67. 10 ⁻¹	7,59. 10 ⁻¹
UG2b-12	8,57. 10 ⁻¹	8,55. 10 ⁻¹	8,50. 10 ⁻¹	8,48. 10 ⁻¹
UG2b-13	8,57. 10 ⁻¹	8,53. 10 ⁻¹	8,56. 10 ⁻¹	8,52. 10 ⁻¹
UG2b-14	8,57. 10 ⁻¹	8,55. 10 ⁻¹	8,53. 10 ⁻¹	8,51. 10 ⁻¹
UG3-1	1,00. 10 ⁰	1,00. 10 ⁰	9,52. 10 ⁻¹	9,54. 10 ⁻¹
UG3-6	9,99. 10 ⁻¹	9,98. 10 ⁻¹	9,69. 10 ⁻¹	9,71. 10 ⁻¹
UG3-7	9,97. 10 ⁻¹	9,97. 10 ⁻¹	9,74. 10 ⁻¹	9,76. 10 ⁻¹
UG3-8	9,96. 10 ⁻¹	9,96. 10 ⁻¹	9,76. 10 ⁻¹	9,77. 10 ⁻¹
UG3-10	9,99. 10 ⁻¹	9,99. 10 ⁻¹	9,61. 10 ⁻¹	9,63. 10 ⁻¹
UG4-4	8,39. 10 ⁻¹	8,02. 10 ⁻¹	6,39. 10 ⁻¹	8,51. 10 ⁻¹
UG4-9	8,91. 10 ⁻¹	8,89. 10 ⁻¹	6,31. 10 ⁻¹	6,36. 10 ⁻¹

Des économies significatives peuvent donc être réalisées, à peu de coûts sur le reste des unités d'intérêts, en ajoutant une unité dans la sélection.

Tableau A IV-2 Mesures de dégradation par centrale (simulations VI-b et X-b)

Centrale	μ_δ		μ_t		$\mu_{\Delta P}$	
	VI-b	X-b	VI-b	X-b	VI-b	X-b
PA1	$4,96.10^{-2}$	$4,99.10^{-2}$	$6,47.10^{-1}$	$6,53.10^{-1}$	$2,49.10^{-3}$	$2,78.10^{-3}$
PB2	$2,56.10^{-2}$	$2,61.10^{-2}$	$1,51.10^{-1}$	$1,49.10^{-1}$	$2,71.10^{-3}$	$2,74.10^{-3}$
PB1	$4,30.10^{-3}$	$4,11.10^{-3}$	$2,35.10^{-2}$	$2,45.10^{-2}$	$8,63.10^{-4}$	$6,25.10^{-4}$
PC1	$2,82.10^{-2}$	$2,67.10^{-2}$	$5,10.10^{-1}$	$5,04.10^{-1}$	$3,97.10^{-3}$	$3,91.10^{-3}$
PD3	$4,87.10^{-2}$	$4,96.10^{-2}$	$5,02.10^{-1}$	$5,06.10^{-1}$	$1,08.10^{-3}$	$1,08.10^{-3}$
PD2	$4,67.10^{-2}$	$4,78.10^{-2}$	$6,79.10^{-1}$	$6,83.10^{-1}$	$1,84.10^{-3}$	$1,84.10^{-3}$
PD1	$3,82.10^{-2}$	$3,84.10^{-2}$	$7,47.10^{-1}$	$7,50.10^{-1}$	$1,70.10^{-3}$	$9,68.10^{-3}$
PF3	$5,51.10^{-2}$	$5,44.10^{-2}$	$6,18.10^{-1}$	$6,17.10^{-1}$	$9,58.10^{-4}$	$8,56.10^{-4}$
PE4b	$3,55.10^{-2}$	$3,57.10^{-2}$	$3,33.10^{-1}$	$3,36.10^{-1}$	$7,51.10^{-4}$	$7,40.10^{-4}$
PE4a	$3,22.10^{-2}$	$3,10.10^{-2}$	$2,99.10^{-1}$	$2,99.10^{-1}$	$7,32.10^{-4}$	$1,53.10^{-4}$
PE3	$3,96.10^{-2}$	$4,08.10^{-2}$	$5,41.10^{-1}$	$5,49.10^{-1}$	$1,54.10^{-3}$	$1,62.10^{-3}$
PE2	$5,00.10^{-2}$	$4,76.10^{-2}$	$6,53.10^{-1}$	$6,55.10^{-1}$	$1,10.10^{-3}$	$2,11.10^{-3}$
PE1b	$5,54.10^{-2}$	$5,21.10^{-2}$	$5,88.10^{-1}$	$5,87.10^{-1}$	$2,39.10^{-4}$	$2,41.10^{-4}$
PE1a	$4,94.10^{-2}$	$4,62.10^{-2}$	$4,89.10^{-1}$	$4,88.10^{-1}$	$2,63.10^{-4}$	$1,74.10^{-4}$
PH4b	$7,14.10^{-2}$	$7,44.10^{-2}$	$2,79.10^{-1}$	$2,82.10^{-1}$	$1,48.10^{-3}$	$9,49.10^{-3}$
PH4a	$9,25.10^{-2}$	$9,66.10^{-2}$	$3,79.10^{-1}$	$3,83.10^{-1}$	$9,40.10^{-4}$	$2,38.10^{-4}$
PH3	$4,62.10^{-2}$	$4,90.10^{-2}$	$6,00.10^{-1}$	$6,00.10^{-1}$	$2,77.10^{-4}$	$1,73.10^{-4}$
PG7	$4,53.10^{-3}$	$4,91.10^{-3}$	$5,69.10^{-1}$	$5,64.10^{-1}$	$1,75.10^{-3}$	$1,75.10^{-3}$
PG6	$2,35.10^{-2}$	$2,35.10^{-2}$	$6,79.10^{-1}$	$6,85.10^{-1}$	$1,19.10^{-3}$	$1,20.10^{-3}$
PG5	$1,60.10^{-2}$	$1,66.10^{-2}$	$5,53.10^{-1}$	$5,57.10^{-1}$	$5,06.10^{-4}$	$5,35.10^{-4}$
PG4	$3,30.10^{-2}$	$4,03.10^{-2}$	$6,61.10^{-1}$	$7,44.10^{-1}$	$1,48.10^{-3}$	$2,29.10^{-3}$
PG3	$7,28.10^{-3}$	$7,28.10^{-3}$	$9,80.10^{-1}$	$9,85.10^{-1}$	$1,02.10^{-3}$	$1,08.10^{-3}$
PG2b	$1,17.10^{-2}$	$1,29.10^{-2}$	$8,49.10^{-1}$	$8,43.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,12.10^{-3}$
PG2a	$1,15.10^{-2}$	$1,76.10^{-2}$	$7,04.10^{-1}$	$6,99.10^{-1}$	$1,09.10^{-3}$	$1,05.10^{-3}$
PG1	$1,72.10^{-2}$	$3,22.10^{-2}$	$8,20.10^{-1}$	$8,33.10^{-1}$	$2,98.10^{-4}$	$3,06.10^{-4}$

Au niveau des centrales, les conclusions tirées sont aussi similaires à celles de la Section 5.3.2. Le Tableau A IV-2, qui indique les mesures de dégradation au niveau de la centrale, nous montre que les centrales les plus affectées par nos choix sont toujours la centrale PG1 pour les démarrages et la centrale PG4 pour le temps opérationnel. La dégradation en temps

Tableau A IV-3 Mesures de dégradation sur PG4 dans les simulations VI-b et X-b

Unité	μ_δ		μ_t	
	VI-b	X-b	VI-b	X-b
UG4-1	$4,40.10^{-2}$	$4,76.10^{-2}$	$6,46.10^{-1}$	$8,17.10^{-1}$
UG4-2	$4,05.10^{-2}$	$5,02.10^{-2}$	$6,09.10^{-1}$	$7,64.10^{-1}$
UG4-3	$2,98.10^{-2}$	$2,70.10^{-2}$	$8,25.10^{-1}$	$8,62.10^{-1}$
UG4-4	$4,24.10^{-2}$	$3,59.10^{-2}$	$8,02.10^{-1}$	$8,51.10^{-1}$
UG4-5	$3,03.10^{-2}$	$4,09.10^{-2}$	$5,36.10^{-1}$	$6,73.10^{-1}$
UG4-6	$2,74.10^{-2}$	$3,76.10^{-2}$	$5,12.10^{-1}$	$6,45.10^0$
UG4-7	$3,64.10^{-2}$	$4,65.10^{-2}$	$5,80.10^{-1}$	$7,33.10^{-1}$
UG4-8	$3,28.10^{-2}$	$4,33.10^{-2}$	$5,55.10^{-1}$	$7,13.10^{-1}$
UG4-9	$1,33.10^{-2}$	$3,37.10^{-2}$	$8,89.10^{-1}$	$6,36.10^{-1}$

opérationnel sur PG4 est encore opposée à l'effet recherché sur les groupes sélectionnés et elle est très élevée (8%, soit un mois par an).

Cette fois, le groupe PG4-4 fait aussi parti des groupes qui servent à compenser la baisse obtenue sur le temps d'opération de PG4-9, bien que dans une plus petite mesure que les autres unités. Le Tableau A IV-3 montre les mesures de nombre de démarrages et de temps d'opération pour la centrale entière. On peut y confirmer que tous les groupes de la centrale sont sacrifiés pour gagner du temps opérationnel sur PG4-9. L'unité PG4-3 est en revanche plus faiblement influencée (seulement 4% de différence contre 12% dans le cas d'une économie conjointe de PG4-4 avec PG4-9).

Pour résumer, le coût marginal de l'ajout de PG4-4 dans les unités à économiser simultanément n'est pas très élevé en regard des économies réalisables sur cette unité.

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Aramon Bajestani, M., Banjevic, D., et Beck, J. C. (2014), 'Integrated maintenance planning and production scheduling with Markovian deteriorating machine conditions', *International Journal of Production Research*, 52 (24), 7377-400.
- Badri, A., Niazi, A. N., et Hoseini, S. M. (2012), 'Long Term Preventive Generation Maintenance Scheduling with Network Constraints', 2011 2nd International Conference on Advances in Energy Engineering (Icaee), 14, 1889-95.
- Bendotti, P., Fouilhoux, P., et Rottner, C. (2019), 'On the complexity of the Unit Commitment Problem', *Annals of Operations Research*, 274 (1-2), 119-30.
- Bertsimas, D., Litvinov, E., Sun, X. A., Zhao, J. et Zheng, T. (2013), 'Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem', *Ieee Transactions on Power Systems*, 28 (1), 52-63.
- Borghetti, A., D'Ambrosio, C., Lodi, A. et Martello, S. (2008), 'An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir', *Ieee Transactions on Power Systems*, 23 (3), 1115-24.
- Carpentier, P.-L., Chancelier, J. P., Leclere, V. et Pacaud, F. (2018), 'Stochastic decomposition applied to large-scale hydro valleys management', *European Journal of Operational Research*, 270 (3), 1086-98.
- Catalao, J. P. S., Pousinho, H. M. I., et Mendes, V. M. F. (2010), 'Scheduling of head-dependent cascaded hydro systems: Mixed-integer quadratic programming approach', *Energy Conversion and Management*, 51 (3), 524-30.
- Catalao, J. P. S., Mariano, S. J. P. S., Mendes, V. M. F. et Ferreira, L. A. F. M. (2006), 'Parameterisation effect on the behaviour of a head-dependent hydro chain using a nonlinear model', *Electric Power Systems Research*, 76 (6-7), 404-12.
- Chen, S.-L., Huang, K.-Y., et Huang, Y.-C. (2008), 'A new approach for Generator Maintenance Scheduling in deregulated power systems', *International Conference on Innovative Computing Information and Control (3rd edn.: IEEE)*.
- Conejo, A. J., Garcia-Bertrand, R., et Diaz-Salazar, A. (2005), 'Generation maintenance scheduling in restructured power systems', *Ieee Transactions on Power Systems*, 20 (2), 984-92.

- Dahal, K., Al-Arfaj, K., et Paudyal, K. (2015), 'Modelling generator maintenance scheduling costs in deregulated power markets', *European Journal of Operational Research*, 240 (2), 551-61.
- Dal' Santo, T. et Simões Costa, A. (2016), 'Hydroelectric unit commitment for power plants composed of distinct groups of generating units', *Electric Power Systems Research*, 137, 16-25.
- Dittmann, R., Froehlich, F., Pohl, R. et Ostrowski, M. (2009), 'Optimum multi-objective reservoir operation with emphasis on flood control and ecology', *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 9 (6), 1973-80.
- Eygelaar, J., Lotter, D. P., et van Vuuren, J. H. (2018), 'Generator maintenance scheduling based on the risk of power generating unit failure', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 95, 83-95.
- Fattahi, M., Mahootchi, M., Mosadegh, H. et Fallahi, F. (2014), 'A new approach for maintenance scheduling of generating units in electrical power systems based on their operational hours', *Computers & Operations Research*, 50, 61-79.
- Frangioni, A., Gentile, C., et Lacalandra, F. (2011), 'Sequential Lagrangian-MILP approaches for Unit Commitment problems', *Electrical Power and Energy Systems*.
- Froger, A., Gendreau M., Medoza, J. E., Pinson, E. et Rousseau, L.-M. (2016), 'Maintenance scheduling in the electricity industry: A literature review', *European Journal of Operational Research*, 251 (3), 695-706.
- Gagnon, M., Tahan, A., Bocher, P. et Thibault, D. (2013), 'A probabilistic model for the onset of High Cycle Fatigue (HCF) crack propagation: Application to hydroelectric turbine runner', *International Journal of Fatigue*, 47, 300-07.
- Ge, X. L., Xia, S., er Su, X. J. (2018), 'Mid-term integrated generation and maintenance scheduling for wind-hydro-thermal systems', *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 28 (5).
- Han, S., Kim, H., Lee, S. et Kim, W. (2016), 'Optimization of Generator Maintenance Scheduling with Consideration on the Equivalent Operation Hours', *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 11 (2), 338-46.
- Hermida, G. et Castronuovo, E. D. (2018), 'On the hydropower short-term scheduling of large basins, considering nonlinear programming, stochastic inflows and heavy ecological restrictions', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 97, 408-17.

- Kumar, R. et Singal, S. K. (2015), 'Operation and Maintenance problems in hydro turbine material in small hydro power plant', *Materials Today-Proceedings*, 2 (4-5), 2323-31.
- Labadie, J. W. (2004), 'Optimal operation of multireservoir systems: State-of-the-art review', *Journal of Water Resources Planning and Management*, 130 (2), 93-111.
- Lakshminarayanan, S. et Kaur, D. (2018), 'Optimal maintenance scheduling of generator units using discrete integer cuckoo search optimization algorithm', *Swarm and Evolutionary Computation*, 42, 89-98.
- Li, X., Li, T. J., Wei, J. H., Wang, G. Q. et Yeh, W. W. G. (2014), 'Hydro Unit Commitment via Mixed Integer Linear Programming: A Case Study of the Three Gorges Project, China', *Ieee Transactions on Power Systems*, 29 (3), 1232-41.
- Lindner, B. G., Brits, R., van Vuuren, J. H. et Bekker, J. (2018), 'Tradeoffs between levelling the reserve margin and minimising production cost in generator maintenance scheduling for regulated power systems', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 101, 458-71.
- Mahani, K., Liang, Z. L., Parlikad, A. K. et Jafari, M. A. (2019), 'Joint Optimization of Operation and Maintenance Policies for Solar-Powered Microgrids', *Ieee Transactions on Sustainable Energy*, 10 (2), 833-42.
- Marchand, A., Gendreau, M., Blais, M. et Esmiel, G. (2018), 'Fast Near-Optimal Heuristic for the Short-Term Hydro-Generation Planning Problem', *Ieee Transactions on Power Systems*, 33 (1), 227-35.
- Mohanta, D. K., Sadhu, P. K., et Chakrabarti, R. (2007), 'Deterministic and stochastic approach for safety and reliability optimization of captive power plant maintenance scheduling using GA/SA-based hybrid techniques: A comparison of results', *Reliability Engineering & System Safety*, 92 (2), 187-99.
- Mukerji, R., Merrill, H. M., Erickson, B. W., Parker, J. H. et Friedman, R. E. (1991), 'Power-Plant Maintenance Scheduling - Optimizing Economics and Reliability', *Ieee Transactions on Power Systems*, 6 (2), 476-83.
- Rodriguez, J. A., Anjos, M. E., Cote, P. et Desaulniers, G. (2018), 'MILP Formulations for Generator Maintenance Scheduling in Hydropower Systems', *Ieee Transactions on Power Systems*, 33 (6), 6171-80.

- Ruiz, P. A., Philbrick, C. R., Zak, E., Cheung, K. W. et Sauer, P. W. (2009), 'Uncertainty Management in the Unit Commitment Problem', *Ieee Transactions on Power Systems*, 24 (2), 642-51.
- Seguin, S., Cote, P., et Audet, C. (2016), 'Self-Scheduling Short-Term Unit Commitment and Loading Problem', *IEEE Transactions on Power Systems*, 31 (1), 133-42.
- Sheble, G. B. (1990), 'Solution of the Unit Commitment Problem by the Method of Unit Periods', *Ieee Transactions on Power Systems*, 5 (1), 257-60.
- Taktak, R. et D'Ambrosio, C. (2017), 'An overview on mathematical programming approaches for the deterministic unit commitment problem in hydro valleys', *Energy Systems-Optimization Modeling Simulation and Economic Aspects*, 8 (1), 57-79.
- van Ackooij, W., Danti Lopez, I., Frangioni, A., Lacalandram, F. et Tahanan, M. (2018), 'Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey', *Annals of Operations Research*.
- Zhao, B., Qiu, H. F., Qin, R. W., Zhang, X. S., Gu, W. et Wang, C. S. (2018), 'Robust Optimal Dispatch of AC/DC Hybrid Microgrids Considering Generation and Load Uncertainties and Energy Storage Loss', *Ieee Transactions on Power Systems*, 33 (6), 5945-57.

Clicours.COM