

**Titre:** Evaluation des règles d'opération de systèmes de réservoirs  
Title:

**Auteur:** Alejandro Guerrero Acosta  
Author:

**Date:** 1989

**Type:** Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

**Référence:** Guerrero Acosta, A. (1989). Evaluation des règles d'opération de systèmes de réservoirs [Master's thesis, Polytechnique Montréal]. PolyPublie.  
Citation: <https://publications.polymtl.ca/58238/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**  
Open Access document in PolyPublie

**URL de PolyPublie:** <https://publications.polymtl.ca/58238/>  
PolyPublie URL:

**Directeurs de  
recherche:**  
Advisors:

**Programme:** Unspecified  
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉVALUATION DES RÈGLES D'OPÉRATION  
DE  
SYSTÈMES DE RÉSERVOIRS

par

Alejandro GUERRERO ACOSTA  
DÉPARTEMENT DE GÉNIE CIVIL  
ÉCOLE POLYTECHNIQUE

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION  
DU GRADE DE MAÎTRE ES SCIENCES APPLIQUÉES (M.Sc.A.)

février, 1989

© Alejandro Guerrero Acosta 1989

Permission has been granted to the National Library of Canada to microfilm this thesis and to lend or sell copies of the film.

The author (copyright owner) has reserved other publication rights, and neither the thesis nor extensive extracts from it may be printed or otherwise reproduced without his/her written permission.

L'autorisation a été accordée à la Bibliothèque nationale du Canada de microfilmer cette thèse et de prêter ou de vendre des exemplaires du film.

L'auteur (titulaire du droit d'auteur) se réserve les autres droits de publication; ni la thèse ni de longs extraits de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation écrite.

ISBN 0-315-50206-1

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE

Ce mémoire intitulé:

ÉVALUATION DES RÈGLES D'OPÉRATION  
DE  
SYSTÈMES DE RÉSERVOIRS

présenté par: Alejandro Guerrero Acosta

en vue de l'obtention du grade de: M.Sc.A.

à été dûment accepté par le jury d'examen constitué de:

M. Claude Marche, D.Sc.A., président

M. Guy Leclerc, Ph.D.

M. Jean-Claude Rassam, M.Sc.A., M.B.A.



## S O M M A I R E

---

Une composante essentielle à la gestion de systèmes de grands réservoirs est l'évaluation des risques de défaillance en cours d'exploitation. L'évaluation sert à choisir une politique normale d'exploitation et à déterminer, au début de chaque période, si les risques de défaillance demeurent tolérables.

Ce mémoire présente une méthodologie d'évaluation des risques de défaillance d'un système de réservoirs. Deux outils de gestion sont présentés. Le premier est un modèle de programmation dynamique stochastique pour dériver la politique normale d'exploitation optimale. Le deuxième est un modèle de simulation stochastique pour évaluer les risques de défaillance, variables qui ne sont pas prises en considération explicitement par le modèle de programmation dynamique stochastique. Ce modèle reproduit le comportement du système exploité selon la politique normale; il permet d'évaluer les risques de diverses défaillances pour les conditions observées au début d'une période décisionnelle et pour les conditions que le système pourra atteindre au début des autres périodes incluses dans l'analyse. Il calcule aussi les statistiques des défaillances et des

bénéfices nets.

La méthode d'évaluation est illustrée par deux exemples théoriques. Le premier traite d'un système composé d'un réservoir et d'une centrale hydroélectrique et le deuxième d'un système composé de deux réservoirs en série, chacun doté d'une centrale hydroélectrique.

Les résultats montrent que la politique normale dérivée par programmation dynamique stochastique établit un compromis entre les bénéfices économiques et les pénalités dues aux défaillances. Ce compromis peut impliquer des risques de défaillance importants qui peuvent être ajustés en modifiant les coefficients des fonctions de pénalité utilisées dans le premier modèle.

Cette approche permet d'obtenir une politique d'exploitation qui maximise les bénéfices économiques et qui, en même temps, maintient les risques de défaillance dans des niveaux convenables.

## A B S T R A C T

---

An essential component of water reservoir management is the evaluation of the risk of failure in the real time operation of a system. This evaluation is used to select a normal operating policy and to determine, at the beginning of each time period, if the risks of failure are acceptable.

This thesis introduces a methodology for the evaluation of the risk of failure of a system of reservoirs. Two management tools are presented. The first is a stochastic dynamic programming model used to derive the optimum operating policy. The second is a stochastic simulation model used to evaluate the risk of various failure events, which are not explicitly accounted for in the stochastic dynamic programming model. The simulation model estimates the risks of failure for the observed initial and possible future conditions of the system. In addition, it produces failure and net benefits statistics.

The approach is illustrated by two hypothetical examples. The first one is for a system of one reservoir and one hydro-electric power plant, and the second, for a sys-

tem of two serially connected reservoirs each with a hydroelectric power plant.

It is shown that the policy, derived by the stochastic dynamic programming model, represents a trade-off between the benefits and the penalties for failure events. This trade-off may imply significant risks of system failure, which can be adjusted by changing the parameters of the penalty functions in the stochastic dynamic programming model.

With this proposed method, it is possible to derive an operating policy that maximizes the economic benefits while maintaining the risks of failure within acceptable magnitudes.

## R E M E R C I E M E N T S

---

J'aimerais exprimer ma reconnaissance à tous ceux qui ont collaboré, d'une façon ou d'autre, à la réalisation de ce travail; en particulier à mon directeur de projet, le docteur Guy Leclerc, pour m'avoir judicieusement guidé tout au long du projet de même que pour son appui financier.

Je tiens aussi à remercier M. Claude Marche et M. Jean Claude Rassam qui ont accepté de juger ce mémoire, et M. Michel Tremblay pour ses précieux conseils tout au long de ce travail.

Je remercie également le département de génie civil pour son support financier et M. Gaston Patenaude pour son aide dans la réalisation de quelques figures du travail.

Finalement, j'adresse mes remerciements les plus chaleureux à mon épouse Marie-Josée pour son aide dans la préparation de ce document et son encouragement, de même qu'aux membres de ma famille et amis.

## T A B L E   D E S   M A T I È R E S

---

	page
Sommaire .....	iv
Abstract .....	vi
Remerciements .....	viii
Table des matières .....	ix
Liste des tableaux .....	xii
Liste des figures .....	xiv
Liste des annexes .....	xvii
CHAPITRE 1.	
INTRODUCTION .....	1
1.1 La gestion des ressources hydriques .....	1
1.2 La gestion de grands réservoirs .....	2
1.3 But du projet .....	6
1.4 Contenu du mémoire .....	10
CHAPITRE 2.	
POLITIQUE D'EXPLOITATION .....	12
2.1 Programmation linéaire .....	13
2.2 Programmation non linéaire .....	17
2.3 Programmation dynamique .....	19
2.4 Programmation dynamique stochastique .....	28

2.5 Exemples de modèles mixtes .....	43
--------------------------------------	----

### CHAPITRE 3.

ÉVALUATION DE LA POLITIQUE NORMALE D'EXPLOITATION .....	44
3.1 Définitions .....	45
3.2 Critères d'évaluation .....	46
3.3 Principales équations utilisées .....	47
3.4 Structure des calculs .....	49
3.5 Nature des résultats produits par le modèle ...	52

### CHAPITRE 4.

CAS D'ANALYSE: SYSTÈME À UN RÉSERVOIR .....	55
4.1 Définition du problème .....	55
4.2 Politique normale d'exploitation .....	59
4.3 Évaluation de la performance du système .....	62
4.4 Prise de décision .....	74
4.5 Analyse de sensibilité .....	77
4.6 Conclusions .....	86

### CHAPITRE 5.

CAS D'ANALYSE: SYSTÈME À DEUX RÉSERVOIRS EN SÉRIE .....	88
5.1 Définition du problème .....	88
5.2 Politique normale d'exploitation .....	93
5.3 Évaluation de la performance du système .....	97
5.4 Conclusions .....	106

CHAPITRE 6.

CORRÉLATION DES APPORTS ET NOMBRE DE SIMULATIONS ..... 108

6.1 Influence des coefficients d'autocorrélation . 108

6.2 Influence du nombre de simulations ..... 118

CHAPITRE 7.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS ..... 122

BIBLIOGRAPHIE ..... 130

ANNEXES ..... 134



## L I S T E   D E S   T A B L E A U X

---

	page
2.1 Procédure de calcul pour la période 12 .....	26
2.2 Procédure de calcul pour la période 11 .....	27
2.3 Procédure de calcul pour la période 10 .....	27
2.4 Procédure de calcul pour la période 9 .....	27
4.1 Courbe d'emmagasinement et coefficients de production .....	56
4.2 Contraintes d'exploitation .....	58
4.3 Politique normale d'exploitation .....	61
4.4 Probabilité d'atteinte .....	64
4.5 Portrait évolutif du risque de dépassement du niveau maximal acceptable .....	66
4.6 Statistiques des dépassements du niveau maximal acceptable .....	68
4.7 Portrait évolutif du risque de manque de production électrique .....	69
4.8 Statistiques des manques de production électrique .	71
4.9 Statistiques des bénéfices nets .....	72
4.10 Comparaison du risque de défaillance au début de la période initiale .....	80
4.11 Comparaison des bénéfices nets et des probabilités de dépassement du niveau maximal acceptable .....	82

4.12	Comparaison des profits nets moyens avec différents prix de vente .....	86
5.1	Courbes d'emmagasinement et coefficients de production .....	90
5.2	Contraintes d'exploitation du réservoir #1 .....	92
5.3	Contraintes d'exploitation du réservoir #2 .....	92
5.4	Fonctions de coût des défaillances du réservoir #1.	93
5.5	Fonctions de coût des défaillances du réservoir #2.	94
5.6	Fonctions de coût des manques de production électrique du système .....	94
5.7	Probabilité d'atteinte du réservoir #1 .....	99
5.8	Probabilité d'atteinte du réservoir #2 .....	100
5.9	Portrait évolutif du risque de dépassement du niveau maximal acceptable du réservoir #1 .....	102
5.10	Portrait évolutif du risque de dépassement du niveau maximal acceptable du réservoir #2 .....	103
5.11	Statistiques des bénéfices nets .....	106
6.1	Coefficients d'autocorrélation .....	109
6.2	Comparaison des critères pour l'état de départ ...	114
6.3	et des profits nets pour l'état de départ	

## L I S T E   D E S   F I G U R E S

---

	page
1.1 Représentation schématique de la méthodologie de gestion .....	9
2.1 Schéma de la procédure de programmation dynamique pour l'exploitation d'un réservoir .....	23
2.2 Obtention des apports représentatifs et valeurs de $Z_k$ et de leurs probabilités correspondantes ....	35
2.3 Calcul de $B_m$ et procédure générale de calcul de PDS	38
2.4 Structure des calculs de PDS à un réservoir .....	39
2.5 Représentation schématique du problème de dimensionnalité .....	42
3.1 Structure des calculs du modèle de simulation stochastique .....	51
3.2 Représentation schématique de l'évolution d'un réservoir dans le temps .....	53
4.1 Schéma du système .....	55
4.2 Demande en énergie et statistiques mensuelles des apports naturels .....	57
4.3 Coût des dépassements du niveau maximal acceptable.	59
4.4 Coût des dépassements du niveau minimal acceptable.	60
4.5 Coût des dépassements du débit maximal acceptable .	60
4.6 Coût des manques dans la production électrique .....	60

4.7	Risque de défaillance et probabilité d'atteinte au début de la période 6 .....	75
4.8	Risque de défaillance et probabilité d'atteinte au début de la période 7 .....	75
4.9	Fonctions de pénalité pour dépassement du niveau maximal acceptable .....	78
4.10	Comparaison du risque de dépassement du niveau maximal acceptable au début de la période 6 .....	81
5.1	Schéma du système .....	88
5.2	Statistiques mensuelles des apports naturels du réservoir #1 .....	91
5.3	Statistiques mensuelles des apports naturels du réservoir #2 .....	91
5.4	Demande mensuelle en énergie électrique .....	92
6.1	Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 7 .....	112
6.2	Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 8 .....	112
6.3	Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 9 .....	113
6.4	Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 10 .....	113
6.5	Comparaison du risque de dépassement du niveau maximal acceptable au début de la période 6 .....	116

6.6	Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 6 .....	120
6.7	Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 7 .....	120

## L I S T E   D E S   A N N E X E S

---

	page
1 Politique normale d'exploitation et simulation originales (cas à un réservoir) .....	134
2 Analyse de sensibilité. 2e. fonction de pénalité pour dépassement du niveau maximal acceptable .....	148
3 Analyse de sensibilité. 3e. fonction de pénalité pour dépassement du niveau maximal acceptable .....	157
4 Analyse de sensibilité. 2e. prix de vente de l'énergie électrique .....	166
5 Analyse de sensibilité. 3e. prix de vente de l'énergie électrique .....	171
6 Politique normale d'exploitation et simulation originale (cas à deux réservoirs en série) .....	176

C H A P I T R E 1  
I N T R O D U C T I O N

---

**1.1 La gestion des ressources hydriques**

L'eau est une ressource limitée qui se retrouve rarement aux endroits désirés en quantité et en qualité idéales.

La planification des ressources hydriques traite de l'allocation d'une quantité limitée d'eau entre des usagers dont les objectifs sont souvent en conflit. La gestion de cette ressource doit ainsi tenir compte des divers groupes d'utilisateurs et des multiples buts, établissant des compromis entre les différents usages de l'eau.

Dû à la demande croissante en eau, les gestionnaires de la ressource hydrique élaborent, jour après jour, des plans d'utilisation de plus en plus ambitieux. La recherche de ces plans est une tâche difficile qui demande du jugement et de solides connaissances en hydraulique, hydrologie, économie, recherche opérationnelle, probabilité et statistiques, etc... Suivant le processus normal de la planification, le gestionnaire des ressources hydriques définit

les problèmes, établit les mesures d'efficacité, détermine des solutions faisables qu'il évalue avant de les mettre en oeuvre.

Des modèles mathématiques sont fréquemment utilisés dans la recherche de plans d'exploitation des systèmes hydriques. Ces modèles aident, de façon significative, à la définition des problèmes, à la sélection des politiques d'exploitation optimales et à leur évaluation, car ils représentent, de façon structurée et ordonnée, les diverses interdépendances et relations qui interviennent dans un problème quelconque.

### **1.2 La gestion de grands réservoirs**

Les systèmes de grands réservoirs sont exploités à des fins très variées, les plus courantes étant: l'irrigation, le contrôle des inondations, la production d'hydroélectricité, l'approvisionnement en eau potable, le support de la vie aquatique, la navigation et la récréation.

La gestion de grands réservoirs consiste à développer, à évaluer et à mettre en oeuvre des stratégies d'exploitation pour un système de réservoirs existant. Le problème



consiste alors, à exploiter le système de la meilleure façon possible, en accord avec les objectifs d'exploitation adoptés par les gestionnaires.

Dans ce mémoire, nous traitons le problème de l'évaluation du risque de défaillance dans l'exploitation d'un système de réservoirs. Nous suivons une méthodologie présentée par Tremblay et al. [1987] pour évaluer la stratégie normale d'exploitation, approfondissant quelques points importants dont l'analyse de la sensibilité des résultats à des variations dans les paramètres de la politique d'exploitation. Nous traitons des systèmes de réservoirs utilisés principalement pour fins de production hydroélectrique.

Pour développer les stratégies d'exploitation des systèmes de réservoirs, plusieurs modèles mathématiques ont été proposés et documentés dans la littérature scientifique; la plupart d'entre eux sont basés sur les techniques classiques de recherche opérationnelle dont: la programmation linéaire, la programmation non linéaire, la programmation dynamique et la simulation. Ces modèles cherchent à optimiser la fonction économique, tout en respectant les contraintes physiques et opérationnelles imposées au système.

Les politiques d'exploitation peuvent être dérivées pour différents horizons décisionnels. Pour le cas des réservoirs utilisés principalement pour la production hydroélectrique, quatre horizons décisionnels sont normalement définis:

- **Long terme:** La politique à long terme définit les niveaux cibles de production énergétique pour satisfaire les contrats fermes d'énergie. Cette politique accepte de façon implicite que les niveaux cibles ne seront pas toujours atteints. Les apports naturels de même que la demande sont des variables stochastiques. La période considérée est de dix à vingt ans.
  
- **Moyen terme:** La politique à moyen terme définit le mode normal d'exploitation; elle représente un compromis entre les défaillances possibles et les revenus nets espérés. La demande est généralement assez bien connue et est supposée déterministe; les apports naturels sont stochastiques. La période considérée est de un à cinq ans.
  
- **Court terme.** La politique à court terme se caractérise par des révisions à la politique dérivée pour le moyen terme, afin de minimiser les défaillances prévisibles,

tout en maximisant les revenus nets d'exploitation. Elle est définie au début de chaque période d'exploitation, pour l'état réel du système à ce moment.

- **Très court terme:** Les ajustements aux prélèvements de chaque réservoir en fonction des variations instantanées ou horaires de la demande, constituent l'objet des décisions à très court terme. La demande et les apports naturels sont déterministes.

Dans ce mémoire, l'analyse porte sur les horizons décisionnels à moyen et court termes.

Pour dériver la politique normale d'exploitation (horizon moyen terme), il est souhaitable d'utiliser un modèle qui tienne compte de la nature stochastique des apports naturels et qui donne les débits à prélever en fonction de l'état des réservoirs et du moment spécifique, (i.e. en fonction du volume des réservoirs et de la période).

L'évaluation de la politique d'exploitation (horizon court terme) est nécessaire pour déterminer le niveau de risque des différentes défaillances possibles qu'elle implique. Plusieurs critères d'évaluation peuvent être considérés; par exemple: le risque d'une défaillance d'un cer-

tain type, la grandeur probable de cette défaillance, les bénéfices et les coûts espérés, etc. Cette évaluation est réalisée, dans cette étude, à l'aide d'un modèle de simulation stochastique qui produit, pour des conditions spécifiques, le niveau de risque des différents types de défaillance retenus de même que les bénéfices nets engendrés.

### 1.3 But du projet

Le but de ce projet de recherche est la mise au point d'une méthode d'évaluation de la politique normale d'exploitation d'un système de réservoirs. La méthode proposée permet d'évaluer le risque des diverses défaillances du système, variables qui ne sont pas prises en considération explicitement dans les modèles utilisés pour dériver la politique normale d'exploitation. Elle permet aussi de calculer les bénéfices nets pour la période couverte par la simulation.

L'évaluation de ces caractéristiques sert à deux fins:

1. choisir une politique normale jugée satisfaisante par les gestionnaires. (horizon moyen terme).

2. déterminer au début de chaque période, (horizon court terme) si le risque d'une ou plusieurs défaillances demeure tolérable quand la politique normale est suivie.

Dans le premier cas, l'évaluation permet de décider de la politique normale à suivre pour l'horizon décisionnel à moyen terme. Les niveaux de risque peuvent être fixés a priori par les gestionnaires; l'étude se limite alors à ajuster les paramètres des fonctions de pénalité utilisées dans le modèle d'optimisation, afin d'assurer que les divers risques impliqués par une politique d'exploitation, soient inférieurs aux valeurs spécifiées. Les niveaux de risque peuvent aussi devenir les données d'une méthode de décision multicritère où les risques et les bénéfices nets espérés sont confrontés afin de trouver le compromis le plus satisfaisant. Les méthodes multicritères peuvent être simplement un choix subjectif, faire appel à une matrice de décision ou à d'autres méthodes formelles telle la méthode de la valeur de substitution, [Haines, 1977] ou la méthode ELECTRE, [Roy et Bertier, 1977].

Dans le second cas, l'évaluation de la politique normale est faite au début d'une période, l'état du système étant alors connu de même que les prévisions des apports naturels pour quelques périodes à venir. Les gestionnaires

doivent alors décider si les risques de défaillance demeurent tolérables; s'ils le sont, la politique normale est suivie; s'ils ne le sont pas, elle est délaissée temporairement et le processus de révision est engagé. Ces questions sont traitées en détail par Tremblay [1989].

La figure 1.1 présente schématiquement cette démarche de gestion des risques lors de l'exploitation.

Dans ce travail, l'évaluation des risques et des bénéfices nets est réalisée par simulation stochastique. Les défaillances simulées sont comptabilisées. Les risques et les bénéfices sont déterminés à partir des résultats de plusieurs simulations. Une analyse de sensibilité des résultats à des variations dans les paramètres du système est réalisée; elle fournit des informations utiles pour la compréhension du comportement du risque et pour l'identification de nouvelles variantes d'exploitation à évaluer.

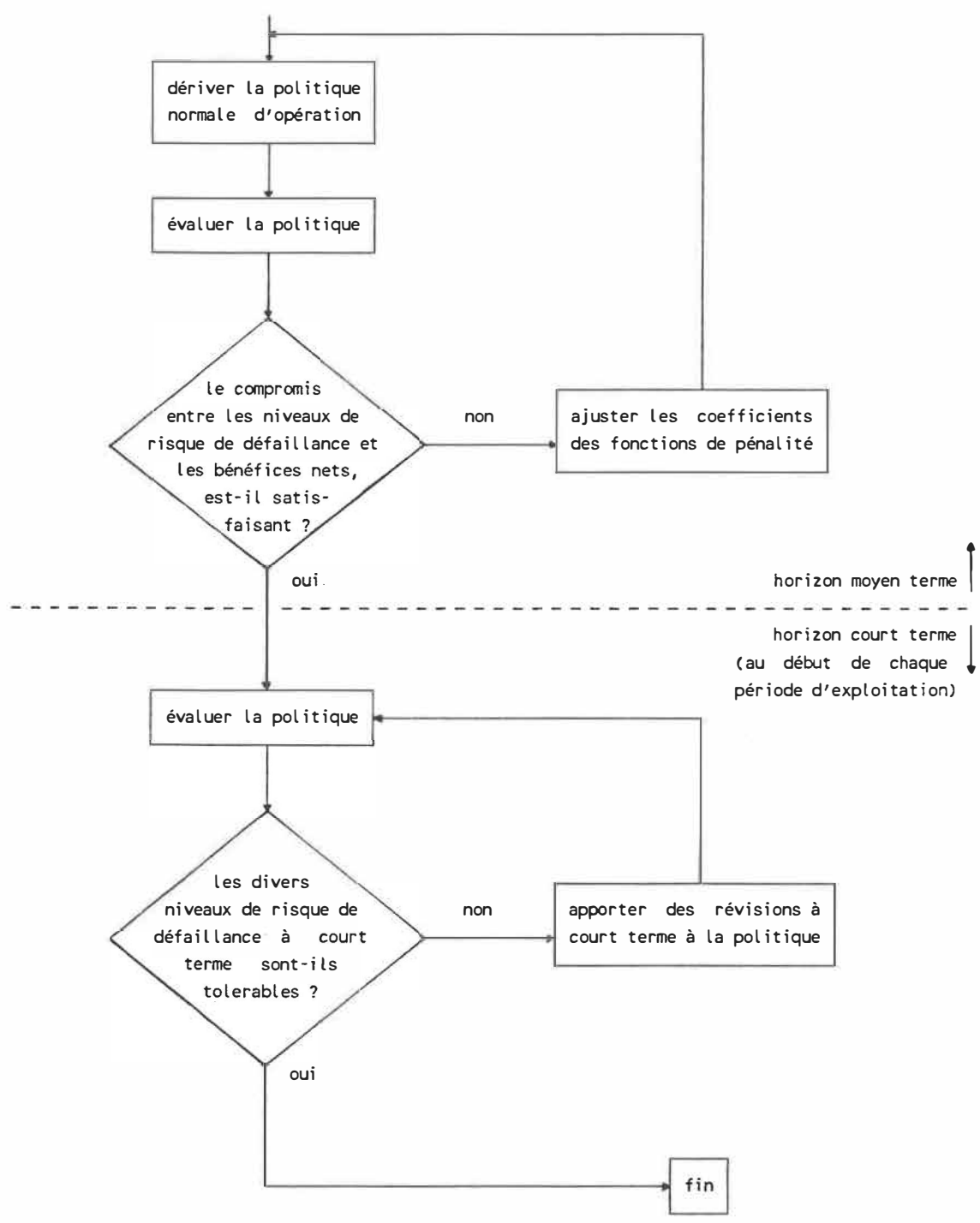


Figure 1.1 Représentation schématique de la méthodologie de gestion.

#### 1.4 Contenu du mémoire

Le deuxième chapitre de ce mémoire présente quelques méthodes de recherche opérationnelle utilisées pour dériver une politique d'exploitation d'un système de réservoirs. Les forces et faiblesses de chacune d'elles sont énumérées. Le modèle de programmation dynamique stochastique mis au point pour obtenir la politique normale est ensuite décrit.

Le modèle de simulation stochastique est présenté au troisième chapitre. Les divers résultats produits sont présentés et le déroulement des opérations numériques est décrit.

Les chapitres quatre et cinq présentent des analyses de cas théoriques. Le quatrième chapitre traite du cas à un seul réservoir, tandis que le cinquième développe le cas à deux réservoirs.

Le sixième chapitre étudie l'influence des coefficients de corrélation des apports naturels sur les résultats de la simulation et le nombre de passages requis à un état donné, pour assurer une précision adéquate des résultats de l'évaluation à cet état. Finalement, le septième chapitre formule des conclusions et recommande des avenues pour la



poursuite de cette recherche. Les annexes contiennent les principaux résultats produits pour les différents cas présentés.

C H A P I T R E 2  
P O L I T I Q U E D ' E X P L O I T A T I O N

---

Ce chapitre présente les principales méthodes de recherche opérationnelle, utilisées pour dériver des politiques d'exploitation d'un système de réservoirs. Les méthodes décrites sont la programmation linéaire, la programmation non linéaire et la programmation dynamique. Ces techniques recherchent la meilleure allocation de certaines ressources limitées, entre des utilisateurs en compétition pour celles-ci.

Les modèles d'optimisation sont formés d'une fonction économique qui doit être maximisée ou minimisée, et d'un ensemble de conditions à satisfaire qui constituent les contraintes et définissent la région de faisabilité.

En gestion de réservoirs, les fonctions économiques peuvent être très variées; à titre d'exemple: maximisation de la production d'énergie ou des revenus nets, minimisation des dommages d'inondation ou des écarts entre la demande et la production, etc.

Les contraintes les plus courantes sont les suivantes:

**Les contraintes physiques:** ce sont des relations ou des constantes qui décrivent des phénomènes physiques à satisfaire pour qu'une solution soit faisable. L'équation de continuité, la courbe d'emmagasinement d'un réservoir, l'équation de la puissance, le débit maximal d'une conduite ou d'un canal, en sont des exemples.

**Les contraintes opérationnelles:** ce sont des contraintes imposées à l'exploitation et elles représentent des considérations sociales, économiques, budgétaires, environnementales et politiques. Le niveau maximal acceptable dans un réservoir, le débit minimal à fournir à l'aval d'un réservoir, la fréquence admissible d'inondation en un lieu, en sont des exemples.

Le choix de la méthode utilisée pour dériver la politique normale d'exploitation dépend des caractéristiques spécifiques du système, des données disponibles, de la fonction économique, des contraintes, des ressources disponibles et du type de résultats désiré.

## 2.1 Programmation linéaire

La programmation linéaire est une technique d'optimi-

sation applicable lorsque la fonction économique et les contraintes sont toutes linéaires ou ont été linéarisées.

### 2.1.1 Formulation générale.

Un problème typique de PL s'écrit:

$$\text{Max } Z = c^T X \quad (2.1)$$

sojette à:

$$AX \leq b \quad (2.2)$$

$$X \geq 0 \quad (2.3)$$

où

$c$  : vecteur des coefficients de la fonction économique.

$X$  : vecteur des variables de décision.

$A$  : matrice des coefficients des contraintes.

$b$  : vecteur ressource.

Plusieurs modèles de programmation linéaire appliqués à la gestion des réservoirs ont été proposés. Le modèle Morro, [Bécharé et al., 1981] a été développé pour gérer le système de la Rivière des Outaouais le long de la frontière entre le Québec et l'Ontario. Ce modèle établit un compro-

mis entre la production hydroélectrique et les dommages d'inondation. La fonction économique est à critère unique puisqu'elle maximise des valeurs monétaires.

Le problème a été subdivisé de façon temporelle en sous-problèmes interreliés au moyen de cibles; ainsi, le moyen terme doit par exemple, à la fin de son horizon, rencontrer l'état des réserves prescrit par le long terme. Il en est de même pour le court terme par rapport au moyen terme.

La fonction économique utilisée est:

$$\text{Max } Z = C_1 X_1 - C_2 X_2 \quad (2.4)$$

où

$X_1$  : prix de vente de l'énergie produite.

$X_2$  : dommages monétaires causés par les inondations.

$C_1$  et  $C_2$  : coefficients de pondération; ( $C_1 + C_2 = 1$ ).

Les contraintes sont l'équation de continuité, les capacités des éléments du système et les contraintes d'exploitation.

Les résultats pour chaque site et à chaque période sont le débit turbiné et déversé, l'état de la réserve, la production d'énergie et les dommages causés par les inondations.

### **2.1.2 Avantages et limitations.**

Les principaux avantages de la programmation linéaire sont:

- la documentation scientifique élaborée sur son utilisation en gestion des réservoirs.
- la disponibilité d'algorithmes généraux de solution comme le simplexe, dans la plupart des centres de calcul.
- le très grand nombre de variables de décision et de contraintes permis par la méthode.

Les principaux désavantages en sont:

- l'exigence de la linéarité de la fonction économique et des contraintes.
- le caractère fondamentalement déterministe de la technique, qui peut toutefois être contourné.

## 2.2 Programmation non linéaire

Le terme de programmation non linéaire regroupe les techniques d'optimisation qui permettent de résoudre des problèmes où la fonction économique ou les contraintes sont non linéaires.

### 2.2.1 Formulation générale.

La formulation générale d'un problème de programmation non linéaire appliquée à la gestion de réservoirs (Yeh, [1985]), est:

$$\text{Min } Z = f(X) \quad (2.5)$$

sujette à:

$$p \leq X \leq u \quad (2.6)$$

$$g(X) = b \quad (2.7)$$

Le symbole  $X$  représente le vecteur de variables de décision (les prélèvements et les volumes d'eau emmagasinés). Les contraintes d'égalité incluent les équations de continuité et le vecteur "b" représente les apports naturels dans les réservoirs. Dans les contraintes

d'inégalité, les vecteurs "p" et "u" représentent des limites inférieures et supérieures des variables de décision.

La fonction économique peut être établie en termes de la production d'énergie hydroélectrique et de l'approvisionnement en eau à long terme. Les apports naturels sont généralement considérés déterministes.

Lee et Waziruddin [1970] ont appliqué une telle formulation à un système hypothétique à trois réservoirs, afin de maximiser une fonction non linéaire des prélèvements d'irrigation et de l'emmagasinement dans les réservoirs, formulation sujette à des contraintes linéaires. La méthode de Newton a été utilisée pour résoudre le problème.

Des applications de la programmation non linéaire à la gestion de réservoirs sont aussi présentées par Simonovic et Mariño [1980], Rosenthal [1981], Divi et al. [1979] et Chu et Yeh [1978].

### **2.2.2 Avantages et limitations.**

Les principaux avantages de la programmation non linéaire sont:



- les formulations sont plus représentatives du système que celles obtenues en programmation linéaire.
- les fonctions économiques non séparables peuvent être manipulées efficacement.
- la linéarité des relations n'est pas requise.

Les principaux désavantages sont:

- l'obtention d'un optimum global n'est pas garantie.
- le nombre de variables de décision est limité.
- le processus d'optimisation est généralement lent et demande beaucoup de capacité de mémoire d'ordinateur.
- la nature stochastique des apports naturels est difficilement prise en considération.

### **2.3 Programmation dynamique**

Cette section présente les fondements de la programmation dynamique appliquée au problème de la gestion de réservoirs pour le cas déterministe.

### 2.3.1 Principe général.

La programmation dynamique est une méthode d'optimisation qui permet de traiter des problèmes en les décomposant en plusieurs étapes ou périodes; chaque étape comprend un certain nombre d'états. Elle permet de prendre une séquence de décisions mutuellement reliées entre elles, afin d'optimiser une fonction économique connue.

La programmation dynamique exprime un problème selon une formulation récursive basée sur le principe d'optimalité de Bellman, (Bellman [1957]). Ce principe énonce qu'une politique optimale a la propriété suivante: les décisions futures doivent constituer une politique optimale, quelles que soient les décisions prises pour atteindre un état particulier.

L'exemple suivant illustre ce principe et les concepts fondamentaux de la programmation dynamique.

### 2.3.2 Exemple illustratif.

Soit la recherche des prélèvements mensuels ( $Q_t$ ) d'un réservoir, la séquence des apports naturels mensuels ( $App_t$ ) étant connue.

Le réservoir est divisé en plusieurs états, (i.e. niveaux). La variable de décision  $Q_t$  est aussi restreinte à un nombre fini de valeurs discrètes. Évidemment, plus l'intervalle entre les valeurs discrètes choisies pour chacune des variables de décision et d'état est petit, plus la précision de la solution est grande, ces variables étant effectivement continues.

Chaque prélèvement modifie l'état du réservoir du niveau présent à un niveau déterminé à la période suivante. La figure 2.1 présente les séquences (cheminements) possibles d'exploitation. Chaque cercle représente un état du réservoir, les liens étant les prélèvements possibles à chaque état, c'est-à-dire, la variable de décision. Il s'agit alors de déterminer la séquence de prélèvements qui maximise la somme des bénéfices nets.

Le problème est alors formulé comme suit:

$$\text{Max } \sum_t b_t(s, j) \quad (2.8)$$

sujette à:

1. Équation de continuité:

$$V_{t+1} = V_t + (App_t - Q_t) C1 \quad (2.9)$$

$$t = 1, 2, \dots, n.$$

où les pertes par évapotranspiration, évaporation et infiltration sont omises.

2. Contraintes sur l'emmagasinement:

$$\begin{aligned} V_{\min} \leq V_t \leq V_{\max} & \quad (2.10) \\ t = 1, 2, \dots, n. & \end{aligned}$$

3. Contraintes sur le débit prélevé:

$$\begin{aligned} Q_{\min} \leq Q_t \leq Q_{\max} & \quad (2.11) \\ t = 1, 2, \dots, n. & \end{aligned}$$

où

$b_t(s, j)$  : bénéfice produit par  $Q_t$  qui fait passer de l'état "s" au début de la période  $t$ , à l'état "j" au début de la période  $t+1$ ;

$V_t$  : emmagasinement au début de la période  $t$ , ( $\text{hm}^3$ );

$\text{App}_t$  : apport naturel moyen durant la période  $t$ , ( $\text{m}^3/\text{s}$ );

$Q_t$  : prélèvement moyen durant la période  $t$ , ( $\text{m}^3/\text{s}$ );

$C1$  : constante de transformation de  $\text{m}^3/\text{s}$  à  $\text{hm}^3$ .

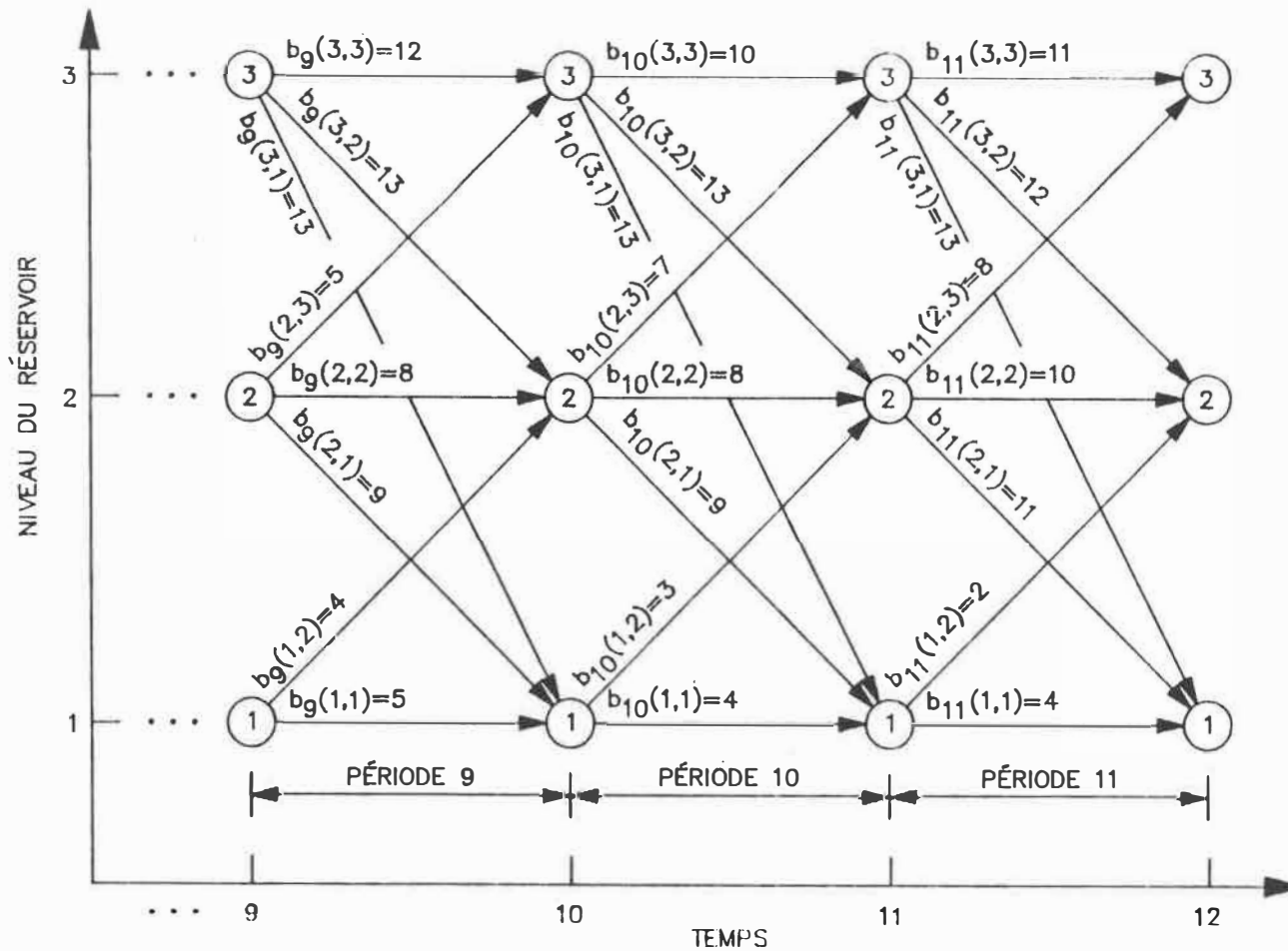


Figure 2.1 Schéma de la procédure de programmation dynamique pour l'exploitation d'un réservoir.

Les bénéfices  $b_t(s, j)$  sont calculés en fonction de l'emmagasinement du réservoir et du prélèvement; ils sont supposés invariables d'année en année. Des valeurs illustratives apparaissent à la figure 2.1.

En général, la formulation récursive peut se faire du présent vers le futur ou du futur vers le présent. En procédant du futur vers le présent, il est possible d'établir une politique d'exploitation stable indépendante de la période terminale et de l'état atteint à cette période. Ceci nous permet de ne pas fixer a priori un état à atteindre et de choisir arbitrairement la valeur numérique des bénéfices associés à chaque état à la période terminale.

Pour obtenir une politique stable, il faut optimiser sur plusieurs années, répétant la même séquence connue des apports naturels d'année en année, jusqu'à ce que les bénéfices de chaque période décisionnelle soient identiques entre deux années consécutives.

À chaque période  $t$ , la formulation récursive de programmation dynamique s'écrit:

$$f_t(s) = \text{Max} [b_t(s, j) + f_{t+1}(j)] \quad (2.12)$$

pour  $t = 12, 11, \dots$

où

$f_t(s)$  : bénéfice maximal quand le réservoir se retrouve à l'état  $s$  au début de la période  $t$ . C'est la valeur de la fonction économique.

$b_t(s,j)$  : bénéfice immédiat produit pour passer de l'état  $s$  au début de la période  $t$ , à l'état  $j$  au début de la période  $t+1$ .

$f_{t+1}(j)$  : valeur de la fonction économique à l'état  $j$  au début de la période  $t+1$ .

La période 12 est choisie comme période terminale. Les bénéfices attendus à chacun des états de la période terminale sont posés arbitrairement égaux à zéro.

$$f_{12}(1) = 0 \quad (2.13)$$

$$f_{12}(2) = 0 \quad (2.14)$$

$$f_{12}(3) = 0 \quad (2.15)$$

Pour calculer  $f_{11}(3)$  (i.e. le bénéfice attendu étant à l'état 3 au début de la période 11) trois possibilités doivent être considérées: aller 1) à l'état 3, 2) à l'état 2 ou 3) à l'état 1. Pour aller à l'état 3, le

bénéfice est de  $(11 + f_{1,2}(3)) = (11 + 0) = 11$ ; de la même façon, pour aller à l'état 2, le bénéfice est de 12 et pour aller à l'état 1, il est de 13.

La politique optimale étant à l'état 3 au début de la période 11, est donc un prélèvement qui amène le réservoir à l'état 1 au début de la période 12. Le bénéfice  $f_{1,1}(3)$  est de 13. De façon similaire  $f_{1,1}(2)$  et  $f_{1,1}(1)$  sont respectivement égaux à 11 et 4.

Les tableaux 2.1 à 2.4 montrent la procédure de calcul pour les étapes 12 à 9 de la figure 2.1. Dans ces tableaux  $f_t(s)$  représente la valeur de la fonction économique pour la période  $t$  et l'état  $s$ , et  $j^*_{t+1}(s)$  représente l'état à atteindre au début de la période  $t+1$ , le réservoir étant à l'état  $s$  au début de la période  $t$ .

état (s)	$f^*_{1,2}(j)$
1	0
2	0
3	0

Tableau 2.1 Procédure de calcul pour la période 12.



état (s)	bsj + f <sub>12</sub> (j)			f* <sub>11</sub> (s)	j* <sub>12</sub> (s)
	(j)	1	2		
1		4	2	4	1
2		11	10	11	1
3		13	12	13	1

Tableau 2.2 Procédure de calcul pour la période 11.

état (s)	bsj + f <sub>11</sub> (j)			f* <sub>10</sub> (s)	j* <sub>11</sub> (s)
	(j)	1	2		
1		4+4=8	3+11=14	14	2
2		9+4=13	8+11=19	20	3
3		13+4=17	13+11=24	24	2

Tableau 2.3 Procédure de calcul pour la période 10.

état (s)	bsj + f <sub>10</sub> (j)			f* <sub>9</sub> (s)	j* <sub>10</sub> (s)
	(j)	1	2		
1		5+14=19	4+20=24	24	2
2		9+14=23	8+20=28	29	3
3		13+14=27	13+20=33	36	3

Tableau 2.4 Procédure de calcul pour la période 9.

Procédant ainsi, la politique pour chacun des états du réservoir à chaque période de l'année est obtenue. Cette même procédure est appliquée pendant quelques années, jusqu'à ce que la politique associée à chacun des états ne change plus entre deux années consécutives. Une fois la politique optimale d'exploitation déterminée, elle est présentée par des tableaux ayant une colonne par période et une ligne par état, spécifiant l'état cible à atteindre au début de la période suivante.

Les modèles de programmation dynamique stochastique (PDS) ne sont pas beaucoup plus compliqués que les versions déterministes. La section suivante présente quelques exemples de ce type de modèles et énumère les principaux avantages et limitations de la PDS.

#### 2.4 Programmation Dynamique Stochastique (PDS)

Dans la section précédente, le modèle déterministe considère que les apports naturels sont connus et cycliques. En réalité, cette variable n'est jamais complètement connue; par contre, certaines de ses caractéristiques principales le sont, comme sa fonction de distribution, sa moyenne, son écart-type, etc.; elles

servent pour traiter le problème d'une façon stochastique.

La méthode de programmation dynamique stochastique est présentée en décrivant le processus de calcul du modèle mis au point et utilisé pour déterminer la politique normale d'exploitation du réservoir de l'exemple du chapitre 4. Ce modèle tient compte la nature stochastique des apports naturels mais il suppose la demande en électricité connue, car il est développé pour l'horizon à moyen terme.

#### 2.4.1 Définitions.

Avant de présenter le modèle de programmation dynamique stochastique, les définitions suivantes sont données.

- **Limites acceptables d'exploitation:** ce sont les limites qu'il est souhaitable de ne pas dépasser, même s'il demeure toujours possible d'exploiter le réservoir si elles sont violées. Des limites acceptables sur le volume maximal et minimal du réservoir de même que sur le débit maximal prélevé sont imposées.

- **Défaillance:** une défaillance est observée lorsque les limites acceptables sont dépassées ou lorsque la production d'énergie est inférieure à la demande.

- **Fonctions de pénalité:** une fonction de pénalité représente le coût et les inconvénients d'une défaillance; Une fonction de pénalité, qui peut varier d'une période à l'autre, est associée à chaque type de défaillance. Il est noté que ces fonctions ne reflètent pas nécessairement le coût réel des défaillances; elles sont utilisées seulement pour contrôler la fréquence et la grandeur des défaillances.

#### 2.4.2 Formulation du problème.

Le critère d'optimalité maximise l'espérance mathématique du bénéfice annuel net de la vente d'hydroélectricité. La fonction économique s'écrit alors:

$$\text{Max } E \left[ \sum_{t=1}^{12} E_t P - C_t \right] \quad (2.16)$$

où

$E_t$  : énergie produite à la période  $t$ , (GWh);

$P$  : prix de vente du GWh d'énergie;

$C_t$  : somme des coûts (pénalités) des défaillances;

$E$  : opérateur de l'espérance mathématique.

Les contraintes physiques sont:

1. sur l'emmagasinement:

$$V_{\min} \leq V_t \leq V_{\max} \quad (2.17)$$

pour  $t = 1, 2, \dots, 12.$

2. sur les débits totaux prélevés:

$$Q_{\min} \leq Q_t \leq Q_{\max} \quad (2.18)$$

pour  $t = 1, 2, \dots, 12.$

3. sur les débits turbinés:

$$QT_{\min} \leq QT_t \leq QT_{\max} \quad (2.19)$$

pour  $t = 1, 2, \dots, 12.$

4. équation de continuité:

$$V_{t+1} = V_t + (App_t - Q_t) C1 \quad (2.20)$$

pour  $t = 1, 2, \dots, 12.$

où

$V_t$  : emmagasinement au début de la période  $t$ , ( $hm^3$ );

$Q_t$  : prélèvement moyen durant la période  $t$ , ( $m^3/s$ );

$QT_t$  : débit moyen turbiné durant la période  $t$ , ( $m^3/s$ );

$App_t$  : apport naturel moyen durant la période  $t$ , ( $m^3/s$ );

$C1$  : constante de transformation de  $m^3/s$  à  $hm^3$ .

Les contraintes opérationnelles spécifient des limites acceptables sur l'emmagasinement et sur les débits totaux prélevés.

L'énergie produite est calculée par l'équation suivante:

$$E_t = \frac{\epsilon_t Q T_t (H_t + H_{t+1}) \gamma f}{2} \quad (2.21)$$

où

$\epsilon_t$  : facteur de rendement, fonction de la hauteur de chute et du débit turbiné;

$H_t$  : hauteur de chute au début de la période  $t$ , elle est définie par rapport à  $H_b$ ;

$\gamma$  : Poids spécifique de l'eau ( $9810 \text{ N/m}^3$ );

$f$  : facteur de transformation de  $W$  à  $\text{GWh}$ .

$H_b$  : altitude de la restitution;

### 2.4.3 Procédure de calcul.

Pour l'exemple du chapitre quatre, la décomposition en étapes est obtenue en divisant l'année en 12 périodes. Le réservoir est discrétisé en 9 niveaux, constituant les états. Les variables de décision sont les prélèvements mensuels; ils sont discretisés en multiples de 30 m<sup>3</sup>/s.

Le principe de cette méthode est en essence le même que celui de la programmation dynamique déterministe. L'incertitude hydrologique est incorporée dans le modèle par différents intervalles d'apports naturels dont la probabilité d'apparition est connue. Cette approche est similaire à celles utilisées par Askew [1974A], Mawer et Thorn [1974], Buthcher [1971] et Turgeon [1981].

Dans cet exemple, sept intervalles d'apports indépendants sont choisis à chaque période; <sup>(X<sub>t</sub>)</sup> le choix est basé sur les statistiques (i.e. la fonction de distribution, la moyenne et l'écart-type) des apports naturels observés à chaque période. L'équation suivante est utilisée:

$$\text{App}_k = \mu_t + \sigma_t Z_k \quad (2.22)$$

pour  $k = 1, 2, \dots, 7$ .

où

$App_k$  : valeur représentative de l'apport naturel d'un intervalle, ( $m^3/s$ );

$\mu_t$  : apport moyen observé à la période  $t$ , ( $m^3/s$ );

$\sigma_t$  : écart-type des apports de la période  $t$ , ( $m^3/s$ );

$Z_k$  : variable centrée réduite.

Les apports naturels sont supposés distribués selon la fonction de répartition normale bien que toute autre distribution puisse aussi être utilisée.

La figure 2.2 montre les intervalles choisis et indique les valeurs de la variable centrée réduite  $Z_k$  utilisées et leurs probabilités correspondantes. L'apport représentatif est obtenu en multipliant l'écart-type des apports à la période considérée par l'une des valeurs de la variable centrée réduite; à ce produit est additionné l'apport moyen de la période. La probabilité correspondante montrée dans la figure, est celle d'apparition des apports naturels dans l'intervalle considéré.



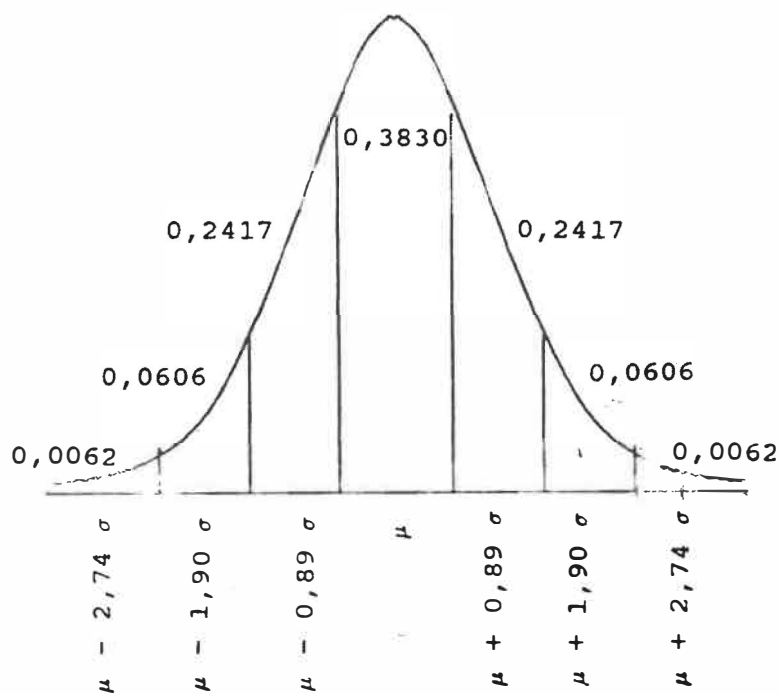


Figure 2.2 Obtention des apports représentatifs et valeurs de  $Z_k$  et de leurs probabilités correspondantes.

La méthode de calcul considère, pour chaque niveau et chaque période, chacun des contrôles ou prélèvements possibles et détermine le contrôle qui maximise l'espérance de bénéfice net " $B_m$ ". Dans la fonction récursive, équation (2.23),  $B_m$  représente le bénéfice net espéré lorsque le débit " $m$ " est prélevé. Une valeur de  $B_m$ , qui tient compte de la probabilité d'apparition de chacun des sept apports naturels considérés, est associée à chaque prélèvement.

La fonction récursive s'écrit alors:

$$f_t(s) = \text{Max } B_m = \text{Max} \sum_{k=1}^7 [b_t(s,j)_k + f_{t+1}(j)_k] \text{Prob}_k \quad (2.23)$$

où

$f_t(s)$  : espérance de gain futur lorsque le réservoir se trouve au niveau  $s$ , au début de la période  $t$ . C'est la valeur de la fonction économique.

$B_m$  : espérance de gain futur lorsque le débit  $m$  est prélevé.

$b_t(s,j)_k$  : bénéfice net immédiat de la période  $t$ . *pour chacun des 7 apports  $k$*

$f_{t+1}(j)_k$  : valeur de la fonction économique associée à l'état du réservoir au début de la période  $t+1$ .

$\text{Prob}_k$  : probabilité d'apparition de l'apport  $k$ .

Pour chacun des prélèvements, le bénéfice net immédiat,  $b_t(s,j)_k$ , et l'espérance de gain futur associée à l'état du réservoir au début de la période  $t+1$ ,  $f_{t+1}(j)_k$ , sont exprimés en fonction de l'apport naturel  $k$ , car le volume du réservoir au début de la période  $t+1$  et la hauteur de chute moyenne, en dépendent.

Le niveau final du réservoir est facilement connu pour chacun des sept apports naturels considérés, car le prélèvement est fixé; or, s'il a lieu, les pénalités associées au dépassement des volumes acceptables sont calculées. Les pénalités dues aux manques de production d'énergie électrique et celles dues au dépassement du débit maximal acceptable sont aussi calculées directement. Le bénéfice immédiat  $b_t(s,j)_k$  est calculé en soustrayant la somme des différentes pénalités, du bénéfice obtenu pour la vente de l'énergie hydroélectrique.

La figure 2.3 montre, de façon schématique, le calcul de l'espérance de gain  $B_m$  associée à chacun des contrôles et la procédure générale de calcul du modèle de PDS. Dans ce schéma,  $s$  représente le niveau initial du réservoir au début de la période  $t$ ;  $b_t(1)$ ,  $b_t(2)$ , ...,  $b_t(7)$ , représentent les bénéfices immédiats associés à chacun des sept apports naturels considérés, et  $f_{t+1}(1)$ ,  $f_{t+1}(2)$ , ...,  $f_{t+1}(7)$ , représentent la valeur de la fonction économique à chacun des sept états possibles du réservoir au début de la période  $t+1$ .

Il est noté que l'état du réservoir au début de la période  $t+1$  ne correspond pas nécessairement à l'un des états de la discrétisation originale; dans ce cas, la

valeur de  $f_{t+1}(j)_k$  est interpolée.

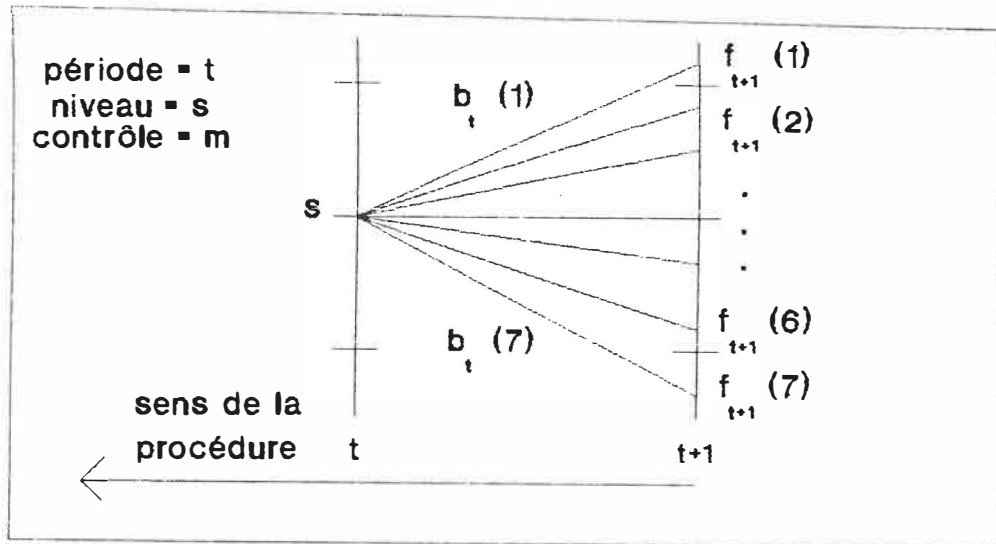


Figure 2.3 Calcul de  $B_m$  et procédure générale de calcul de PDS.

Le débit optimal choisi (la politique d'exploitation) est donc celui qui produit la valeur maximale de  $B_m$ ; et cette dernière est l'espérance de gain  $f_t(s)$ , valeur de la fonction économique, associée à période  $t$  et au niveau  $s$ .

Cette démarche doit être suivie pour chacun des 9 niveaux et pour chacune des 12 périodes, pour obtenir une politique pour toute l'année; toutefois, après une année, la politique n'est pas encore optimale, car elle n'est pas encore stationnaire. Pour obtenir une politique stationnaire, la même procédure est répétée pour quelques années,

normalement 3 ou 4 années suffisent. La figure 2.4 montre de façon schématique, la structure des calculs du programme de PDS pour un réservoir.

répéter pour quelques années, jusqu'à ce que la politique devienne stationnaire.

répéter pour chacune des périodes  $t$

répéter pour chacun des niveaux  $s$

répéter pour chacun des débits  $m$

répéter pour chacun des apports naturels  $k$

calculer le volume final (i.e. au début de la période  $t+1$ )

calculer la production d'énergie  $E_t$

calculer le revenu net immédiat  $b_t(s, j)_k$

calculer l'espérance de gain correspondant à l'emmagasinement final ( i.e.  $f_{t+1}(j)_k$  )

$$\text{calculer } B_m = \sum_{k=1}^7 [b_t(s, j)_k + f_{t+1}(j)_k] \text{ Prob}_k$$

trouver  $B_m$  maximum, l'espérance de gain pour le niveau et la période considérés.

trouver le contrôle  $m$  correspondant.

Figure 2.4 Structure des calculs du modèle de PDS à un réservoir.

#### **2.4.4 Nature des résultats produits.**

La politique d'exploitation obtenue de ce modèle, indique le débit à prélever en fonction du niveau de l'eau dans le réservoir au début de chaque période. Elle est présentée sous forme de tableau; une colonne par période et une ligne par niveau. Le bénéfice espéré pour une année est calculé pour chacun des états, en soustrayant la valeur de la fonction économique de l'année précédente de celle de l'année courante.

#### **2.4.5 Avantages et limitations**

Les principaux avantages de cette technique sont:

- la méthode traite les cas de relations non linéaires.
- la solution est, dans tous les cas, un maximum ou un minimum global.
- l'effort numérique est réduit par l'introduction de contraintes; en effet, l'ajout de limites supérieures et inférieures peut diminuer le nombre de valeurs discrètes de la variable de décision à considérer, diminuant alors le nombre de solutions à considérer.

- la nature stochastique des apports naturels est facilement prise en considération.

Les principaux désavantages sont:

- la méthode est limitée par le nombre de variables d'état et de décision; le problème croît, en effet, de façon exponentielle avec le nombre de variables. La figure 2.5 schématise le problème de la dimensionalité pour un système à deux réservoirs, discrétisés en dix niveaux. Le problème requiert alors une comparaison de  $10 \times 10$  solutions possibles à étudier pour chacun des 100 états initiaux possibles et ce pour chacune des périodes.
- des algorithmes généraux de solution n'existent pas. Chaque problème est différent et requiert un algorithme de solution particulier.
- la fonction économique doit être séparable pour permettre la décomposition en étapes.

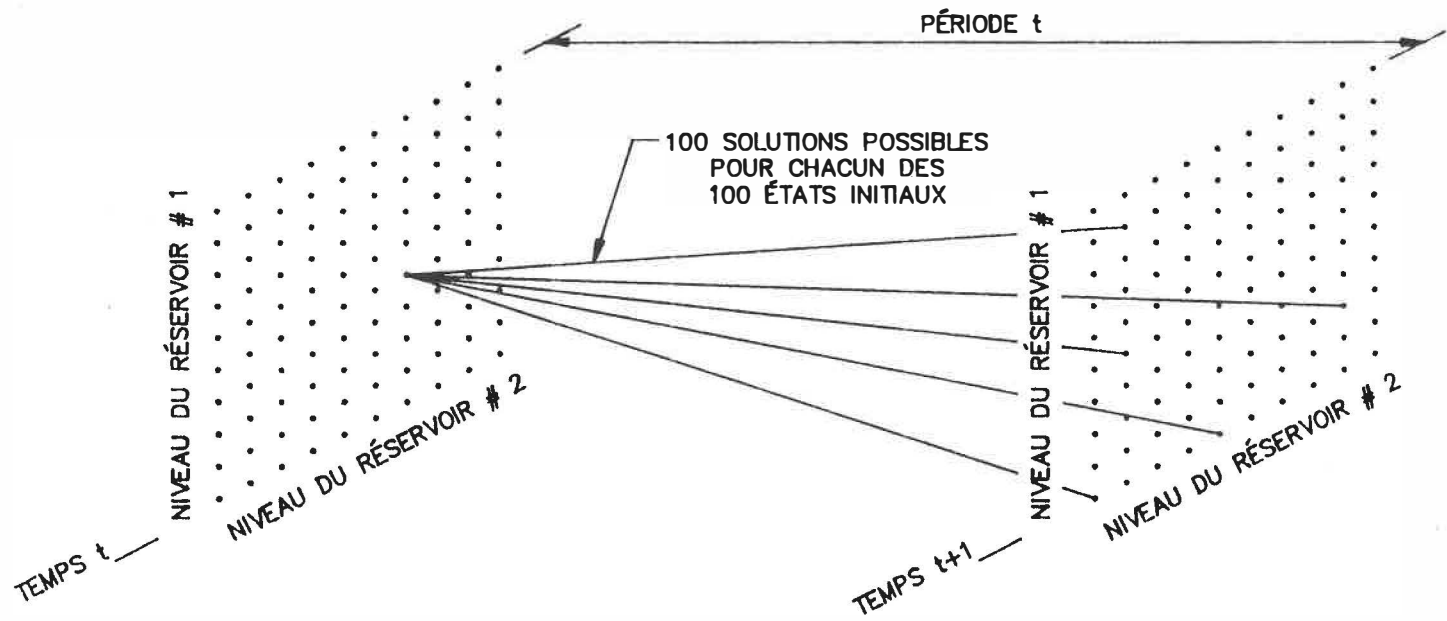


Figure 2.5 Représentation schématique du problème de dimensionnalité.



## 2.5 Exemples de modèles mixtes

Becker et Yeh [1974] ont combiné la programmation dynamique et la programmation linéaire; leur modèle, applicable à des systèmes à plusieurs réservoirs, utilise la programmation dynamique pour la sélection du volume optimal des réservoirs aux différentes périodes et une routine de programmation linéaire pour l'optimisation période à période.

Takeuchi et Moreau [1974] présentent un modèle où les décisions mensuelles d'exploitation sont obtenues par la solution d'un problème de programmation linéaire, ayant une fonction économique divisée en deux parties: pertes immédiates dans le mois et valeur espérée des pertes futures en fonction du volume des réservoirs à la fin du mois. Le problème de PL est intégré dans un problème de programmation dynamique.

Un autre exemple de modèle mixte est celui introduit par Houck et Cohon [1978]; c'est un problème de programmation non linéaire dont la solution approximative est obtenue en solutionnant séquentiellement deux problèmes de PL.

C H A P I T R E 3  
É V A L U A T I O N D E  
L A P O L I T I Q U E N O R M A L E

---

La politique d'exploitation dérivée par le modèle de PDS présenté au chapitre 2, représente un compromis entre les pénalités des défaillances et les revenus de la vente d'hydroélectricité. D'autres facteurs sont souvent importants et doivent aussi être considérés: ce sont les répercussions sociales, environnementales et politiques de la mise en oeuvre de la politique normale d'exploitation. Ces facteurs sont souvent difficiles à exprimer en termes monétaires.

En ce qui concerne la gestion des risques, la politique normale d'opération peut être évaluée selon plusieurs autres critères d'efficacité; la fiabilité (probabilité de défaillance), la résilience (temps de récupération du système suite à une défaillance) et la vulnérabilité (conséquences d'une défaillance), en sont des exemples proposés par Hashimoto et al. [1982].

La simulation stochastique est souvent utilisée pour évaluer une politique d'exploitation. Cette technique

reproduit le comportement d'un système et permet d'examiner les conséquences d'une politique d'exploitation sur l'évolution du système. Lorsque un modèle de simulation inclut des événements aléatoires, les résultats sont sujets aux "erreurs" d'échantillonnage.

Dans les paragraphes qui suivent, nous présentons le modèle de simulation stochastique utilisé dans ce travail; il a été développé par Tremblay [1989]. Ce modèle tient compte du caractère stochastique des apports naturels et considère la demande en énergie électrique comme étant connue. Il est présenté pour un système à un seul réservoir, même s'il est applicable à des systèmes à plusieurs réservoirs.

### 3.1 Définitions

Les définitions de risque de défaillance et de bénéfices nets sont présentées ci-après.

- **Risque de défaillance:** la probabilité d'avoir au moins une défaillance d'un type donné, à l'une des périodes subséquentes à la période considérée; ainsi, si le comportement d'un système est simulé pour les douze prochains mois, le risque de dépassement du niveau maximal acceptable

est, pour l'état initial, la probabilité qu'il soit dépassé à l'une des douze périodes suivantes.

- **Bénéfice net:** le revenu engendré par la vente de l'hydroélectricité diminué des pertes dues aux défaillances observées; ces pertes sont proportionnelles à la grandeur des défaillances.

### 3.2 Critères d'évaluation

Les critères d'évaluation retenus sont les suivants:

- le risque de dépassement du volume maximal ou minimal acceptable;
- le risque de dépassement du débit maximal acceptable;
- le risque de ne pas satisfaire la demande en énergie électrique;
- les grandeurs maximale et probable des différents types de défaillance;
- l'espérance mathématique du bénéfice net.

### 3.3 Principales équations utilisées

Les principales équations du modèle sont:

- apport naturel synthétique:

$$\text{App}_t = \mu_t + \sigma_t R_t \quad (3.1)$$

- continuité des débits:

$$V_{t+1} = V_t + (\text{App}_t - Q_t) * C1 \quad (3.2)$$

- énergie produite:

$$E_t = \frac{\epsilon_t Q_{Tt} (H_t + H_{t+1}) \gamma f}{2} \quad (3.3)$$

- bénéfice net:

$$B_t = E_t P_t - \Sigma C_t \quad (3.4)$$

- hauteur de chute:

$$H_t = H^*_t - H_b \quad (3.5)$$

où

$\text{App}_t$  : apport synthétique produit, ( $\text{m}^3/\text{s}$ );

$\mu_t$  : moyenne des apports naturels observés, ( $\text{m}^3/\text{s}$ );

$\sigma_t$  : écart-type des apports naturels observés, ( $\text{m}^3/\text{s}$ );

- $R_t$  : nombre aléatoire tiré d'une distribution normale centrée réduite;  
 $V_t$  : volume du réservoir, ( $\text{hm}^3$ );  
 $Q_t$  : débit moyen prélevé, ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  
 $QT_t$  : débit moyen turbiné, ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  
 $C1$  : constante de transformation de  $\text{m}^3/\text{s}$  à  $\text{hm}^3$ ;  
 $E_t$  : énergie produite, (GWh);  
 $\epsilon_t$  : facteur de rendement;  
 $H_t$  : hauteur de chute, (m);  
 $H^*_t$  : altitude du niveau de l'eau dans le réservoir, (m);  
 $H_b$  : altitude de la restitution, (m);  
 $\gamma$  : poids spécifique de l'eau =  $9810 \text{ N/m}^3$ ;  
 $f$  : facteur de transformation de W à GWh;  
 $B_t$  : bénéfice net, ( $\times 10^6$  \$);  
 $P_t$  : prix de vente de l'électricité, ( $\times 10^6$  \$ / GWh);  
 $\Sigma C_t$  : somme des pertes causées par les défaillances, ( $\times 10^6$  \$);

L'indice t référence la variable au temps.

Il est noté que les apports synthétiques produits par l'équation 3.1 sont indépendants. Cette équation est facilement modifiable pour tenir compte des coefficients de corrélation spatiale et temporelle des apports naturels.

### 3.4 Structure des calculs

Le modèle de simulation stochastique produit plusieurs hydrogrammes synthétiques équiprobables; pour chacun d'eux, les états atteints sont notés et, en cas de défaillance, le cheminement qui a conduit à la défaillance est déterminé. Un compteur associé à chaque état est incrémenté le long de ce cheminement. Ainsi, une approximation du risque de défaillance est obtenue pour chaque état par le rapport de la valeur du compteur et du nombre de passages par l'état.

Le modèle lit d'abord les différentes données d'entrée: la politique d'exploitation, les conditions initiales (i.e. volume initial et période de départ), la capacité du réservoir et des structures de contrôle, la capacité des équipements, les limites acceptables d'exploitation, etc.; ensuite, il produit une séquence d'apports synthétiques et calcule, à chaque période, le volume final du réservoir, (équation 3.2), l'énergie électrique produite, (équation 3.3), les pertes causées par les défaillances et le bénéfice net de la période (équation 3.4). Le volume du réservoir à la fin d'une période est le volume de départ pour la période suivante. Une simulation est complétée lorsque le comportement du système a été suivi pour toutes les périodes considérées.

Plusieurs simulations doivent être effectuées afin d'obtenir une bonne approximation des risques de défaillance. La même procédure de calcul est répétée en produisant à chaque fois, une série différente d'apports synthétiques.

Finalement, le risque des divers types de défaillance pour chaque état, de même que les statistiques des défaillances et des bénéfices nets sont calculés. La figure 3.1 montre la structure des calculs de ce logiciel de simulation stochastique.



- lire les données y comprises la politique d'exploitation et les conditions initiales.
- répéter pour chacune des simulations.
  - produire une séquence d'apports synthétiques, (équation 3.1).
  - répéter pour chacune des périodes:
    - prendre l'apport synthétique de la période.
    - interpoler la politique d'exploitation.
    - calculer l'état du réservoir à la fin de la période, (équation 3.2).
    - augmenter le compteur du nombre de passages de l'état atteint.
    - calculer la production d'énergie, (équation 3.3).
    - s'il y a des défaillances:
      - noter la période et le type de défaillance.
      - calculer les pertes.
    - calculer le bénéfice net de la période, (ég. 3.4).
  - s'il y a eu des défaillances, pour chaque type:
    - trouver la dernière période de la défaillance.
    - retracer le cheminement suivi et augmenter les compteurs correspondants.
- calculer les risques de défaillance de chaque état et les statistiques des bénéfices et des défaillances.

Figure 3.1 Structure des calculs du modèle de simulation stochastique.

### 3.5 Nature des résultats produits par le modèle

Le modèle de simulation stochastique produit divers résultats dont:

- un résumé des données utilisées dans la simulation;
- un tableau de la probabilité d'atteinte des différents états;
- les portraits évolutifs des différents risques de défaillance;
- la probabilité par période des différents types de défaillance;
- les statistiques des défaillances;
- les statistiques des bénéfices nets.

La probabilité d'atteinte et les portraits évolutifs sont présentés par des tableaux qui montrent leur évolution dans le temps. La figure 3.2 en donne un exemple. Chacune des lignes représente un niveau du réservoir et chacune des colonnes une période; chaque état discret est représentatif de la zone autour de lui.

Niveau

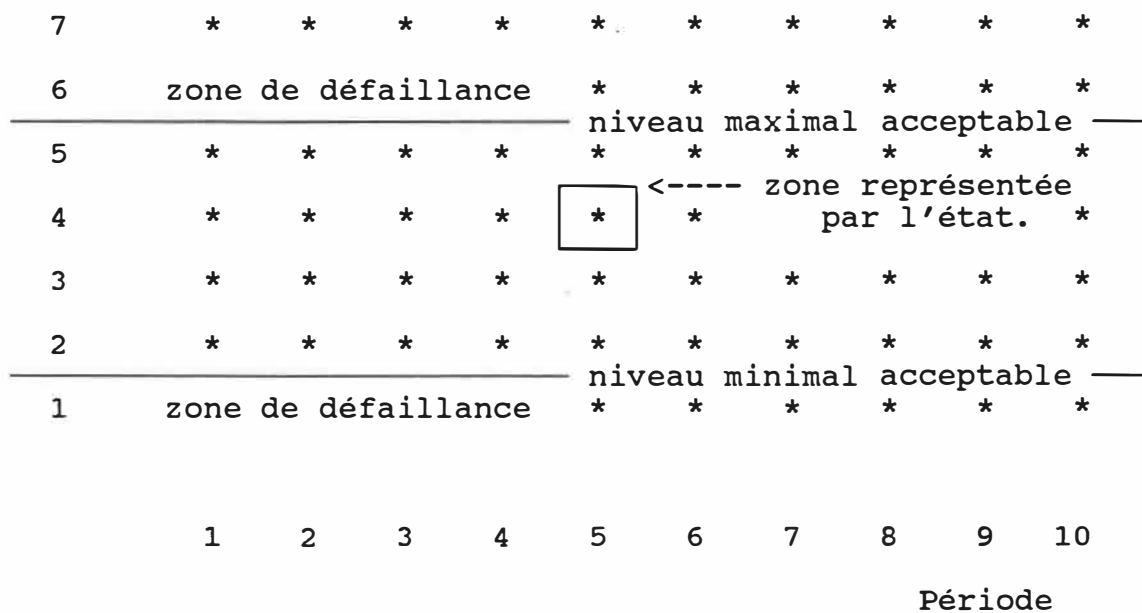


Figure 3.2 Représentation schématique de l'évolution d'un réservoir dans le temps.

Le tableau de la probabilité d'atteinte sert aussi à juger de la précision des résultats obtenus sur les caractéristiques évaluées; ainsi, si la probabilité d'atteinte d'un état est très faible, les divers risques de défaillance obtenus pour cet état sont moins fiables que ceux associés à un état ayant une probabilité d'atteinte plus forte.

Un portrait évolutif du risque est présenté pour chaque type de défaillance. Les valeurs montrées à chacun des

états représentent, l'état ayant été atteint, la probabilité d'avoir une ou plusieurs défaillances dans l'une des périodes subséquentes. Ces valeurs doivent être étudiées en même temps que les probabilités d'atteinte, pour juger de leur précision.

La probabilité de défaillance à chaque période est notée en bas de chacun des portraits évolutifs; ces valeurs permettent d'identifier les périodes au cours desquelles les défaillances sont fréquentes.

Les statistiques des défaillances comportent quatre valeurs pour chaque période: le nombre, la moyenne, l'écart-type et la grandeur maximale; celles des profits incluent: le profit moyen, l'écart-type et les bénéfices nets maximal et minimal.

Le modèle de simulation stochastique présenté ici permet d'évaluer, pour l'état initial du réservoir et pour d'éventuelles conditions futures, plusieurs autres critères qui ne sont pas pris en considération explicitement par le modèle de PDS. Dans les chapitres suivants, il est appliqué à deux cas hypothétiques d'analyse afin d'évaluer les conséquences de la mise en oeuvre d'une politique d'exploitation.

C H A P I T R E 4  
C A S D ' A N A L Y S E  
S Y S T È M E À U N R É S E R V O I R

---

Dans ce chapitre, la méthodologie de gestion exposée antérieurement est appliquée à un cas théorique dont les données peuvent représenter un réservoir typique du Québec.

4.1 Définition du problème

Ce cas traite de la gestion d'un système composé d'un réservoir dont le volume total est de  $14030 \text{ hm}^3$ , et d'une centrale hydroélectrique dont la puissance installée est de 420 MW; le schéma du système est montré à la figure 4.1.

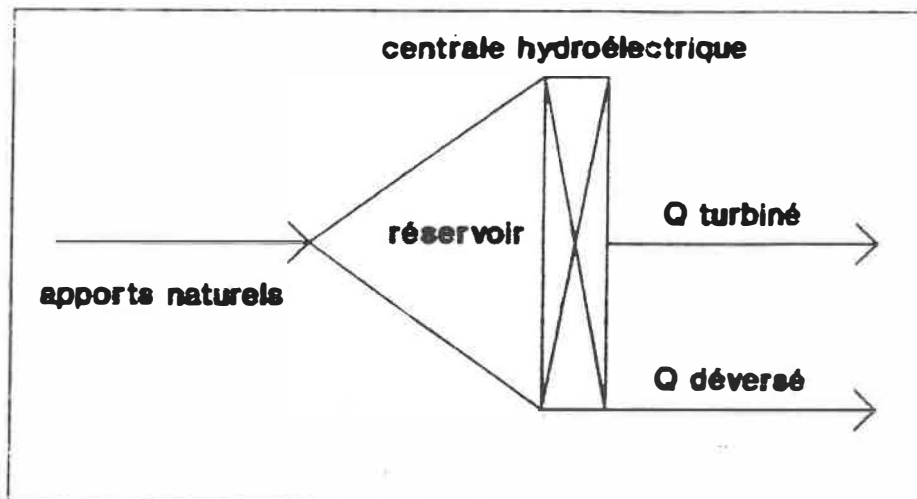


Figure 4.1 Schéma du système.

Le volume emmagasiné et les coefficients de production sont présentés, en fonction du niveau de l'eau dans le réservoir, au tableau 4.1. Le coefficient de production est le produit du rendement des turbines et du poids spécifique de l'eau, (ie.  $e \times \gamma$ ).

niveau (m)	volume (hm <sup>3</sup> )	coef. de production (N/m <sup>3</sup> )
476,00	7670,00	7710,00
476,50	7935,00	7732,50
477,00	8200,00	7755,00
477,50	8465,00	7777,50
478,00	8730,00	7800,00
478,50	8995,00	7822,50
479,00	9260,00	7845,00
479,50	9525,00	7867,50
480,00	9790,00	7890,00
480,50	10055,00	7912,50
481,00	10320,00	7935,00
481,50	10585,00	7957,50
482,00	10850,00	7980,00
482,50	11115,00	8002,50
483,00	11380,00	8025,00
483,50	11645,00	8047,50
484,00	11910,00	8070,00
484,50	12175,00	8092,50
485,00	12440,00	8115,00
485,50	12705,00	8137,50
486,00	12970,00	8160,00
486,50	13235,00	8182,50
487,00	13500,00	8205,00
487,50	13765,00	8227,50
488,00	14030,00	8250,00

Tableau 4.1 Courbe d'emmagasinement et coefficients de production.

Les apports naturels mensuels sont, par hypothèse, distribués selon une loi normale; leurs statistiques, exprimées en  $\text{m}^3/\text{s}$ , sont données à la figure 4.2. La ligne grasse représente la moyenne des apports durant chaque période et celle pointillée détermine l'intervalle d'un écart-type autour de la moyenne. La demande mensuelle en électricité, exprimée en GWh, est aussi montrée dans cette figure.

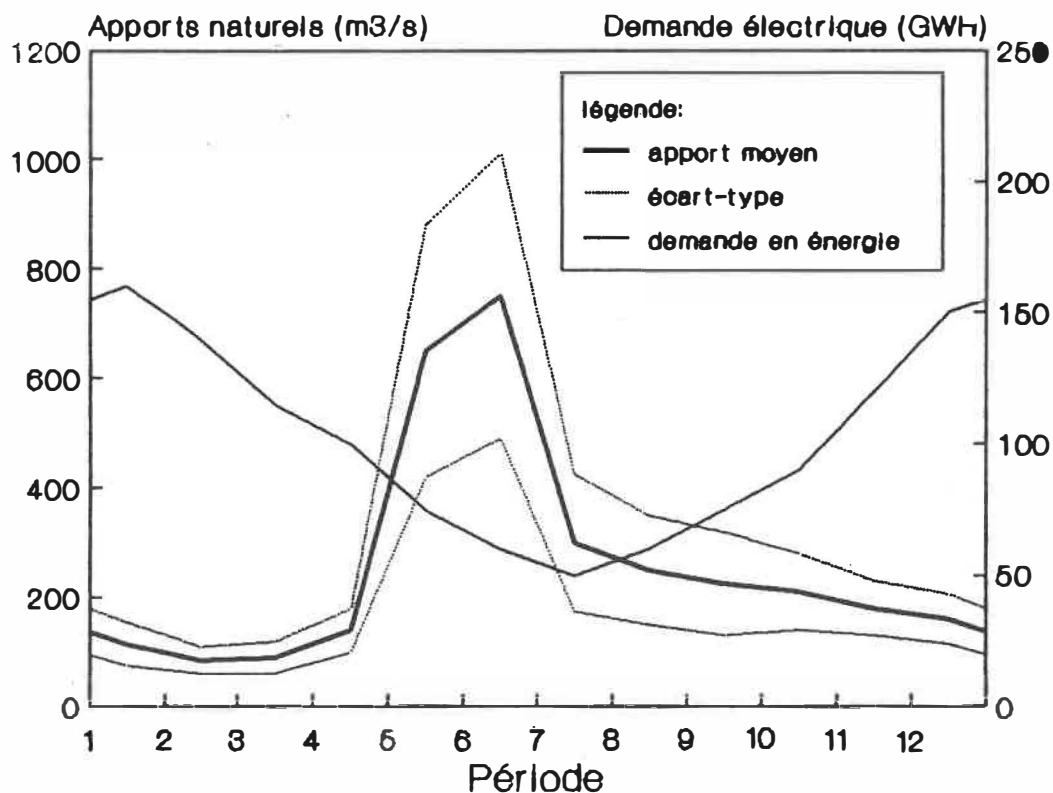


Figure 4.2 Demande d'énergie et statistiques mensuelles des apports naturels.

La hauteur de base, altitude de la restitution, est 384,00 m. Le prix de vente de l'énergie électrique est de 0,05 millions \$/GWh; toute l'énergie produite est vendue à ce prix.

Les contraintes d'exploitation sur les niveaux et les débits acceptables et critiques sont présentées au tableau 4.2. Une limite critique indique un seuil qui ne peut pas être physiquement dépassé (à moins d'un bris de barrage). Une limite acceptable fait référence à un seuil qui pourrait l'être, mais qu'il est souhaitable, pour des raisons opérationnelles, de ne pas dépasser.

Bien que les limites acceptables peuvent changer d'une période à une autre, dans cet exemple, elles sont gardées constantes au cours de l'année.

	maximal critique	maximal acceptable	minimal acceptable	minimal critique
hauteur (m)	488,00	486,00	478,00	476,00
volume (hm <sup>3</sup> )	14030	12970	8730	7670
Q total (m <sup>3</sup> /s)	1200	950	0	0
Q turbiné (m <sup>3</sup> /s)	500	500	0	0

Tableau 4.2. Contraintes d'exploitation.



#### 4.2 Politique normale d'exploitation

La politique normale d'opération est obtenue du modèle de programmation dynamique stochastique décrit au deuxième chapitre. La fonction économique utilisée, équation 2.16, maximise l'espérance mathématique du bénéfice net annuel. Le modèle est sujet aux contraintes 2.18 à 2.21.

Les fonctions de pénalité utilisées initialement, sont celles des coûts associés aux différents types de défaillance; elles sont montrées aux figures 4.3 à 4.6. Il est noté que ces fonctions sont utilisées seulement pour contrôler la fréquence et la grandeur des défaillances et qu'elles ne représentent pas nécessairement le coût réel d'une défaillance.

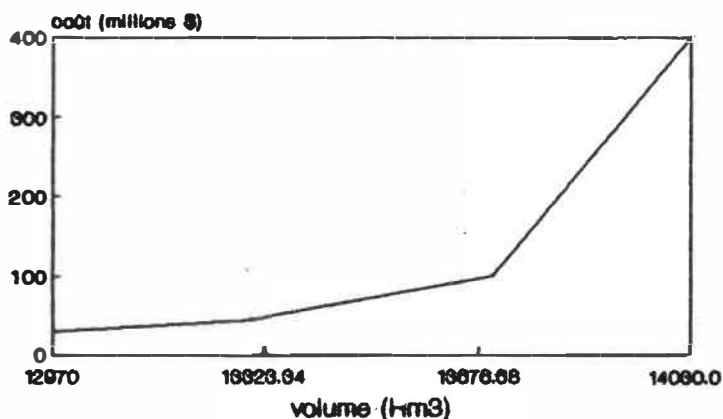


Figure 4.3 Coût de dépassement du niveau maximal acceptable.

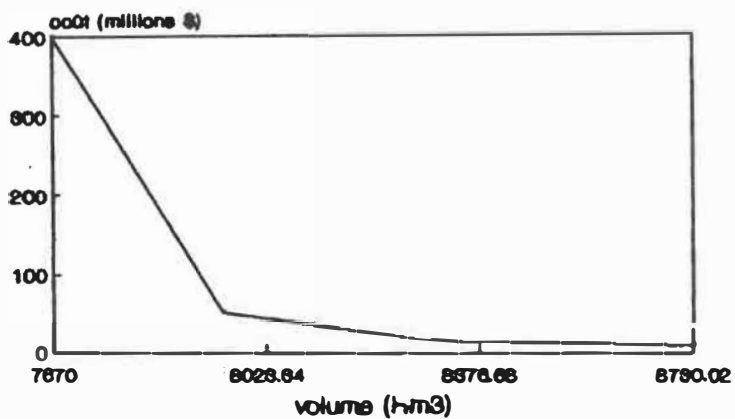


Figure 4.4 Coût de dépassement du niveau minimal acceptable.

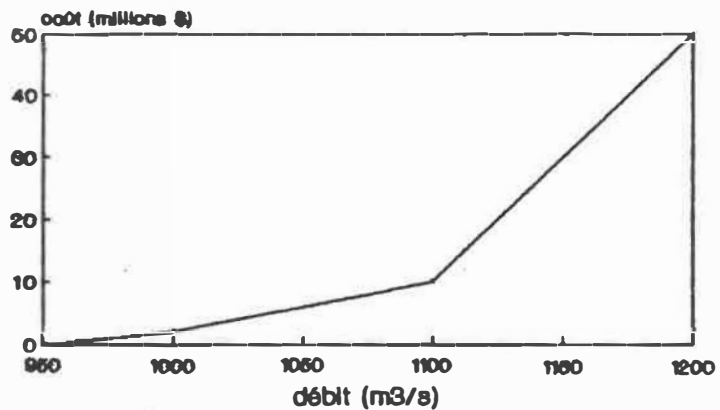


Figure 4.5 Coût de dépassement du débit maximal acceptable.

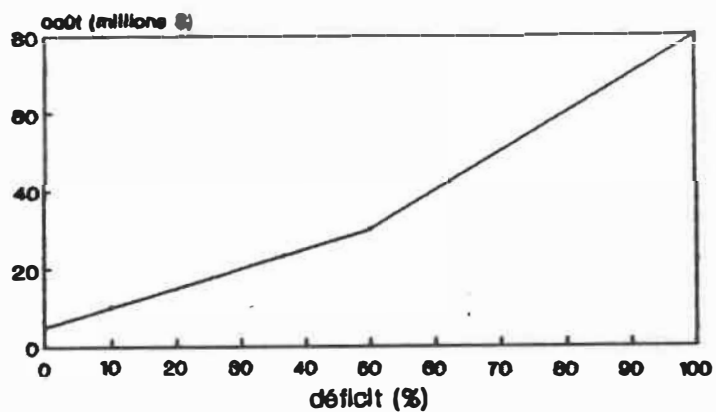


Figure 4.6 Coût de manque dans la production électrique.

La politique normale obtenue est montrée au tableau 4.3. Elle indique le débit moyen, en  $m^3/s$ , qui doit être prélevé durant le mois en fonction du niveau du réservoir au début de chaque période.

niveau	p é r i o d e											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
488,00	600	540	600	840	1200	1200	840	750	720	750	690	660
486,00	270	480	510	510	960	1080	540	450	420	360	330	300
485,00	300	360	480	510	870	870	330	240	210	180	210	270
484,00	300	270	480	510	660	660	120	120	150	180	210	270
483,00	300	270	300	480	510	510	90	120	150	180	240	270
482,00	300	270	210	480	480	420	90	120	150	180	240	270
480,00	150	270	240	210	240	120	120	120	150	180	180	150
478,00	60	60	90	150	150	120	90	120	150	90	120	90
476,00	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0

Tableau 4.3. Politique normale d'opération.

Un bénéfice net annuel de 82,0 millions de dollars est prévu par le modèle de programmation dynamique stochastique. Cette prévision ne dépend pas de l'état du réservoir au moment de départ. Elle tient compte des revenus de la vente d'électricité et des pertes causées par défaillances, calculées selon les fonctions de pénalité.

Quelques valeurs de la politique normale paraissent à première vue un peu irrégulières. À la période #1, par

exemple, la politique prévoit un prélèvement de  $600 \text{ m}^3/\text{s}$  au niveau de 488,00 m; au niveau 486,00 m le prélèvement recommandé descend à  $270 \text{ m}^3/\text{s}$ , pour remonter à  $300 \text{ m}^3/\text{s}$  au niveau 480,50 m. Ce comportement est dû au fait que la politique normale de la période #1 cherche seulement à remplir la demande en énergie, réservant ainsi de l'eau pour les périodes immédiates qui sont les plus sèches de l'année et pour lesquelles la demande en énergie est la plus forte. Ainsi, étant donné que le coefficient de production et la hauteur de chute sont plus élevés au deuxième qu'au troisième niveau, le débit nécessaire pour remplir la demande à partir du deuxième niveau, est inférieur à celui requis à partir du troisième niveau. Une situation similaire se présente à la période #7.

#### 4.3 Évaluation de la performance du système

La politique normale est évaluée par analyse de 5000 simulations d'une durée respective de 12 mois. Les conditions initiales pour lesquelles l'évaluation est réalisée, sont le début de la période 5, qui est le début de mai, lorsque le niveau de l'eau dans le réservoir est à l'altitude 480,50 m. Les données d'entrée au modèle de simulation, sont celles présentées dans les deux sections

précédentes de ce chapitre.

La probabilité d'atteinte d'un état, exprimée en pourcentage, est montrée au tableau 4.4. Ces valeurs expriment le nombre de fois parmi les 5000 simulations où un niveau particulier a été atteint. Elles sont de plus, indicatrices de la stabilité des critères de risque déterminés au début de chaque période pour chaque niveau. La stabilité est autant plus grande que la probabilité d'atteinte est élevée, l'erreur d'échantillonnage diminuant normalement avec le nombre de fois qu'un niveau est atteint à un moment donné.

Les divers critères établis sont étudiés dans les sections suivantes. Ici, les dépassements des diverses limites acceptables sont calculés au moment du début de chaque période, tandis que les manques de production et les bénéfices économiques représentent la valeur moyenne durant la période. Ainsi par exemple, la probabilité d'un dépassement du niveau maximal acceptable à une période donnée, représente la probabilité d'atteindre le début de la dite période, le réservoir étant à un niveau supérieur au niveau maximal acceptable.

NIVEAU

Niveau	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PERIODE

Tableau 4.4 Probabilité d'atteinte.

#### 4.3.1 Dépassement du niveau maximal acceptable.

Le portrait évolutif du risque de dépassement du niveau maximal acceptable est présenté au tableau 4.5. Les risques, exprimés en pourcentage, représentent la probabilité d'avoir au moins un dépassement de ce niveau dans l'un des mois futurs de l'horizon considéré; ainsi, si le niveau de l'eau dans le réservoir est de 481,50 m au début de la période 6, le risque de dépasser au moins une fois le niveau maximal acceptable durant les onze mois à venir est de de 7,02%. Au début de la période initiale, ce risque, qui couvre les douze mois à venir, est de 8,48%.

Au bas du portrait évolutif se trouve la probabilité de dépassement par période. Dans l'exemple numérique, c'est au début de la période 7 que la probabilité d'un dépassement du niveau maximal acceptable (ie. 4,7%) est la plus grande.

Il est rappelé que chaque valeur montrée dans les portraits évolutifs des risques de défaillance, doit être regardée conjointement avec la probabilité d'atteinte de l'état correspondant, afin de juger de la précision de l'estimé du critère.

NIVEAU

502.64																			
488.00			33.33																
487.50			12.50																
487.00			11.63																
486.50			5.68	14.29															
486.00			4.58	3.70				0.00	0.00	0.00									
485.75	0.00		5.67	4.85				1.04	2.53										
485.50	14.00		3.31	4.22				1.42	1.03										
485.25	33.33		6.42	6.66				1.96	0.78										
485.00	22.73		5.12	5.19				2.60	0.83										
484.75	18.18		4.55	3.67				1.84	0.39										
484.50	11.86		8.75	3.05				0.31	0.00										
484.25	12.64		5.37	2.46				0.43	0.00										
484.00	13.60		5.74	1.41				0.43	0.00										
483.75	17.34		2.17	1.24				0.00	0.00										
483.50	13.04		3.79	0.34				0.00	0.00										
483.25	14.04		4.09	0.34				0.00	0.00										
483.00	10.20		0.93	0.00				0.00	0.00										
482.75	9.34		1.85	0.00				0.00	0.00										
482.50	7.98		0.00	0.00				0.00	0.00										
482.25	8.13		1.59	0.00				0.00	0.00										
482.00	5.44		0.89	0.00				0.00	0.00										
481.50	7.02		0.00	0.00				0.00	0.00										
481.00	5.65		0.00	0.00				0.00	0.00										
480.50	4.26		0.00	0.00				0.00	0.00										
480.00	2.31	8.48	0.00	0.00				0.00	0.00										
479.50	2.00		0.00	0.00				0.00	0.00										
479.00	0.00		0.00	0.00				0.00	0.00										
478.50																			
478.00																			
477.50																			
477.00																			
476.50																			
476.00																			
462.14																			

-----5-----6-----7-----8-----9-----10-----11-----12-----1-----2-----3-----4-----

PROB. PAR PERIODE: 0.0 0.0 4.7 1.6 1.3 1.1 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

Tableau 4.5 Portrait évolutif du risque de dépassement du niveau maximal acceptable.



Le risque de dépassement du niveau maximal acceptable est plus grand pour les niveaux les plus hauts; toutefois, une situation étrange se produit: par exemple, au début de la période 6, le risque diminue pour les niveaux supérieurs à l'altitude 485,25 m. Deux raisons expliquent cette situation: la première résulte d'un manque de précision des critères de risque simulés pour les plus hauts niveaux dont la probabilité d'atteinte est très faible. Ceci implique que ces états n'ont été atteints que peu de fois dans les 5000 simulations, et qu'en conséquence, la précision des estimés du risque est faible; la deuxième explication résulte du fait que la politique normale prélève un débit plus grand aux niveaux élevés qu'aux niveaux bas, causant un abaissement plus grand du niveau d'eau et, en conséquence, le risque de dépassement du niveau maximal acceptable est réduit.

Le tableau 4.6 montre les statistiques des dépassements du niveau maximal acceptable. Les dépassements ne commencent qu'au début de la période 7 où la plupart des dépassements ont, d'ailleurs, eu lieu. C'est au début de cette même période que les dépassements moyen et maximal sont les plus élevés; ceci est probablement dû au fait que durant la période 6, les apports naturels moyens sont les plus grands de l'année, la demande en énergie étant faible.

période	Nombre de fois	moyenne du niveau atteint (m)	écart-type du niveau atteint (m)	niveau maximal atteint (m)
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	236	486,55	0,46	488,93
8	81	486,31	0,19	486,90
9	63	486,18	0,14	486,68
10	53	486,18	0,12	486,59
11	15	486,10	0,08	486,30
12	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0

Tableau 4.6 Statistiques des dépassements  
du niveau maximal acceptable.

#### 4.3.2 Manque de production électrique.

Le tableau 4.7 présente le portrait évolutif du risque de manque de production d'énergie électrique; ces valeurs sont exprimées en pourcentage. Au bas du portrait évolutif se trouve la probabilité du manque de production par période.

NIVEAU

502.64																			
488.00			0.00																
487.50			0.00																
487.00			0.00																
486.50			0.00			0.00			0.00										
486.00			0.00			0.00			0.00										
485.75		0.00	0.00			0.00			0.00										
485.50		0.00	0.00			0.00			0.00										
485.25		0.00	0.00			0.00			0.00										
485.00		0.00	0.41			0.00			0.00										
484.75		3.03	0.00			0.00			0.00										
484.50		1.69	0.00			0.00			0.00										
484.25		1.15	0.00			0.00			0.00										
484.00		1.60	0.00			0.00			0.00										
483.75		1.16	0.00			1.24			0.00										0.00
483.50		1.30	0.00			0.00			2.11										0.00
483.25		0.68	0.58			1.52			3.60										0.00
483.00		0.87	1.25			1.89			9.09										0.00
482.75		1.52	0.37			8.80			24.00										0.00
482.50		2.82	1.24			10.20			26.42										0.00
482.25		2.93	5.82			11.69			59.38										0.00
482.00		2.33	5.36			37.33			41.67										0.00
481.50		3.58	17.88			50.91			77.78										0.00
481.00		2.82	31.11			67.74	100.00		100.00										0.00
480.50	2.56	4.26	56.76			75.00	100.00		100.00										0.00
480.00		6.15	52.94			100.00	100.00		100.00										0.00
479.50		6.00	100.00			100.00	100.00		100.00										0.00
479.00		18.18																	0.00
478.50																			81.82
478.00																			100.00
477.50																			
477.00																			
476.50																			
476.00																			
462.14																			

PERIODE

PROB. PAR PERIODE:	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.2	2.4	0.1	0.8	1.4

Tableau 4.7 Portrait évolutif du risque de manque de production électrique.

Au début de la période initiale, le risque de manque de production à l'une des douze périodes à venir est de 2,56%. La probabilité est nulle avant le début de la période 10.

La probabilité de manque de production la plus élevée (2.4%) est observée durant la période 1, car pendant cette période la demande en énergie est la plus grande et la moyenne des apports naturels est l'une des plus faibles de l'année.

Le tableau 4.8 montre les statistiques des déficits dans la production d'énergie; ces valeurs sont exprimées en pourcentage de la demande. Les manques de production ne commencent qu'à la période 10. Les plus grands ont eu lieu durant la période 1, la moyenne des déficits étant de 12,24% et le déficit maximal de 60,33%. Aucun manque de production n'est observé durant les périodes 5 à 9; ce sont les périodes pour lesquelles la demande est la plus faible et les apports moyens sont les plus grands de l'année.

période	nombre de manques	moyenne des déficits (%)	écart-type des déficits (%)	déficit maximal (%)
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	1	8,46	0	8,46
11	10	7,18	7,62	24,99
12	61	11,76	11,37	53,09
1	120	12,24	11,56	60,33
2	3	11,34	11,77	24,36
3	41	8,85	7,76	30,86
4	68	4,68	3,53	14,30

Tableau 4.8 Statistiques des manques  
de production d'énergie.

#### 4.3.3 Bénéfice net.

Les tableau 4.9 présente les statistiques des profits. Les pertes causées par les défaillances sont incluses dans ces chiffres.

Durant la période 5 l'écart-type des profits est différent de zéro car la hauteur de chute moyenne dépend du niveau à la fin de la période, donc, même si le débit turbiné est toujours le même, la production d'énergie varie en fonction de l'apport naturel.

période	bénéfice net moyen (x 10 <sup>6</sup> \$)	écart-type (x 10 <sup>6</sup> \$)	bénéfice maximal (x 10 <sup>6</sup> \$)	bénéfice minimal (x 10 <sup>6</sup> \$)
5	8,360	0,075	8,613	8,150
6	8,731	18,131	14,872	-386,562
7	4,953	6,092	15,169	-54,213
8	5,361	4,476	15,040	-39,253
9	5,797	3,913	15,004	-37,395
10	5,827	2,132	14,232	-30,153
11	6,619	0,893	11,447	-12,995
12	7,755	1,530	8,865	-29,572
1	8,338	2,245	8,817	-37,154
2	7,682	0,374	10,144	-11,887
3	6,819	1,484	12,348	-16,455
4	10,724	2,668	13,443	-17,981
annuel	86,965	20,728	120,486	-321,982

Tableau 4.9 Statistiques des bénéfices nets.

Durant la période 6, les bénéfices ont un écart-type très élevé car les apports naturels ont aussi une grande variabilité; ainsi, un apport naturel très fort durant cette période amène le réservoir à atteindre le début de la période 7 à un niveau supérieur au maximal acceptable et engendre, en conséquence, des pertes économiques importantes. Durant la période 6, le bénéfice net minimal enregistré a été de -386,562 millions de dollars, reflétant une perte considérable.

Le bénéfice moyen annuel net est de 86,965 millions de

dollars. Ce bénéfice est un peu supérieur au bénéfice de 82 millions de dollars, prévu par le modèle de programmation dynamique stochastique. Cette différence est due au fait que la politique est interpolée linéairement pour les différents niveaux observés lors de la simulation.

#### 4.3.4 Autres critères d'évaluation.

Le risque de dépassement du niveau minimal acceptable pour l'état initial est faible (i.e. 0.02%). Ce risque est aussi faible pour tous les autres états susceptibles d'être atteints, car la politique cherche à maintenir, autant que possible, une hauteur de chute élevée pour la production d'énergie électrique.

Le risque de dépassement du débit maximal acceptable pour l'état initial est aussi faible (i.e. 0,2%). Le débit maximal acceptable n'est dépassé qu'à la période 6, si au début de cette période l'eau dans le réservoir est à un niveau égal ou supérieur au 485,50 m, ce qui est très peu probable. Les portraits évolutifs de ces critères sont présentés à l'annexe 1, avec les résultats complets de la simulation.

#### 4.4 Prise de décision

Un fois évaluée la politique normale d'exploitation au début de la période  $t$  et pour l'état observé, une décision sur l'action à prendre doit être prise: 1) suivre la politique normale telle qu'elle est, 2) délaissier temporairement la politique et la réviser à court terme si l'un des risques de défaillance n'est pas jugé acceptable.

Pour réviser la politique, tous les critères d'évaluation doivent être pris en considération, de même que la grandeur probable de la défaillance, les pertes probables et les autres dommages qui ne se mesurent pas en termes monétaires (les facteurs sociaux, environnementaux, etc...).

Dans cet exemple, c'est au début de la période 5 que les risques d'un manque de production et d'un dépassement du niveau maximal acceptable sont les plus susceptibles de ne pas être acceptables. Les figures 4.7 et 4.8 illustrent ces risques et la probabilité d'atteinte à chaque niveau au début des périodes 6 et 7, respectivement. Ces graphiques facilitent l'analyse des risques estimés par la simulation stochastique.



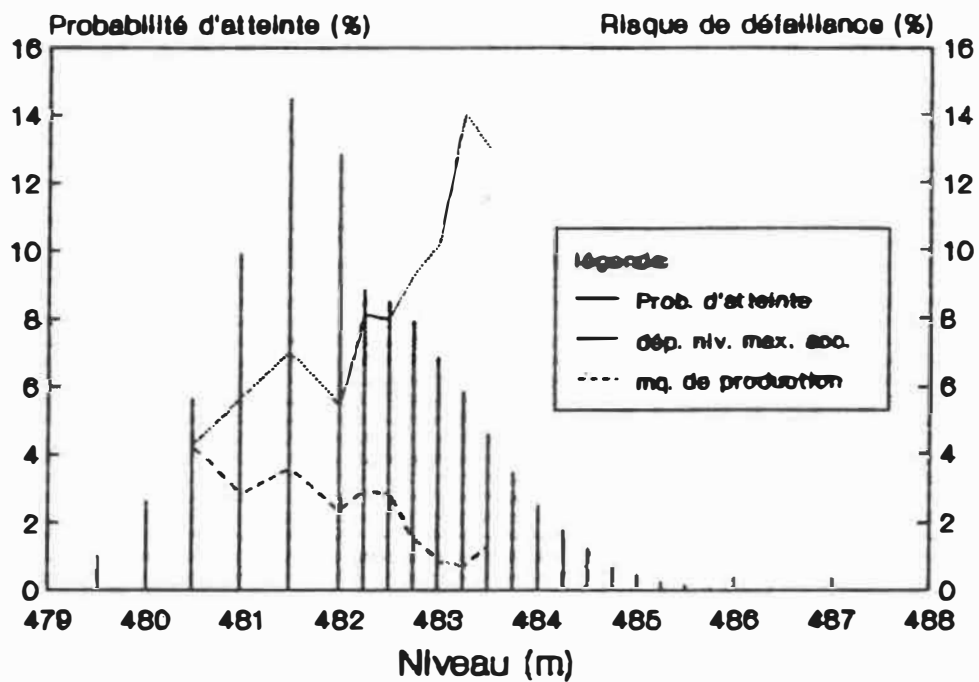


Figure 4.7 Risque de défaillance et probabilité d'atteinte au début de la période 6.

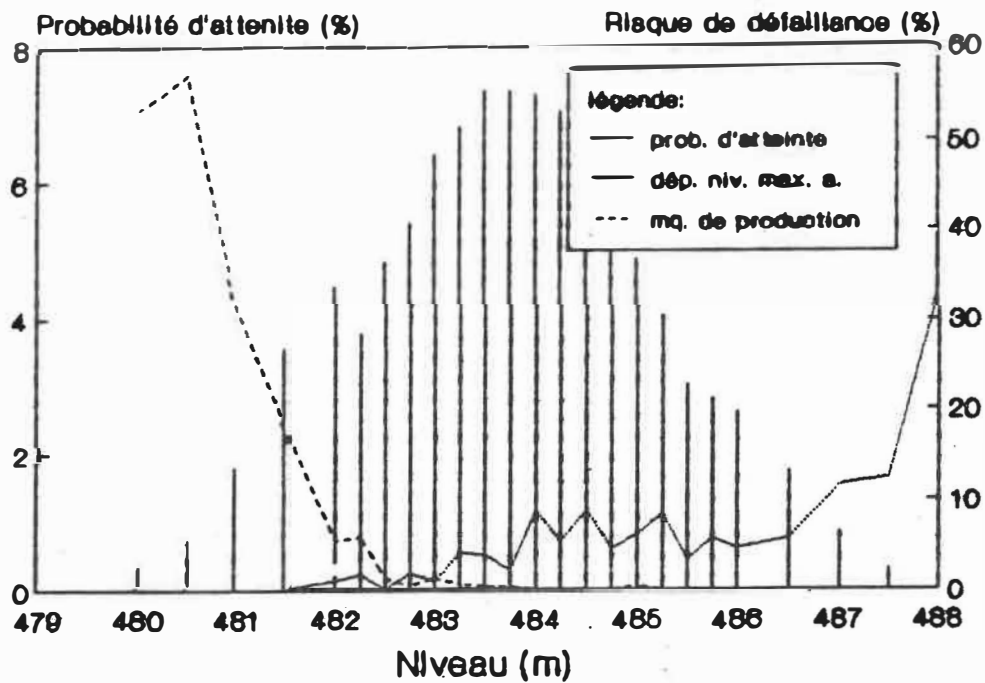


Figure 4.8 Risque de défaillance et probabilité d'atteinte au début de la période 7.

Ces figures montrent le risque de défaillance seulement pour les niveaux ayant une probabilité d'atteinte égale ou supérieure à 4%, ce qui implique qu'un minimum de 200 passages par chaque niveau a été simulé. Ce nombre de passages est jugé minimal pour assurer une bonne précision des valeurs obtenues.

Dans cet exemple, le critère qui n'est pas tolérable est le risque de dépassement du niveau maximal acceptable, et ce pour quatre raisons:

1. le risque de défaillance est élevé (8,48%) au début de la période initiale, de même que pour la plupart des niveaux qui peuvent être atteints au début des périodes 6 et 7, tel que montré aux figures 4.7 et 4.8.
2. les pertes économiques d'une défaillance de ce type sont considérables, telles que montrées au tableau 4.9.
3. les dépassements risquent de se présenter à court terme principalement au début de la période 7 et peuvent atteindre des niveaux hauts, tel que montré au tableau 4.6.
4. les implications sociales et environnementales d'un dépassement du niveau maximal acceptable sont généralement graves.

La question de l'acceptabilité d'un niveau de risque et celle de la révision de la politique à court terme ne sont pas étudiées dans ce projet. Tremblay [1989] décrit la procédure de révision de la politique normale d'exploitation.

#### **4.5 Analyse de sensibilité**

Dans cette section, la répercussion sur le comportement du système d'une variation dans la valeur d'un paramètre est étudiée. Pour chaque changement effectué, une nouvelle politique normale est déterminée et évaluée. L'analyse porte ici sur la fonction de pénalité des dépassements du volume maximal acceptable et sur le prix de vente de l'énergie.

##### **4.5.1 Fonction de pénalité pour dépassement du niveau maximal acceptable.**

Deux changements à la fonction de pénalité du dépassement du niveau maximal acceptable sont, tour à tour, effectués. Ce sont des augmentations des coefficients de la fonction. Ce critère de risque est étudié car c'est celui qui a le plus haut risque de défaillance, risque qu'il

apparaît souhaitable de diminuer. La figure 4.9 présente la fonction de pénalité originale et les deux fonctions modifiées.

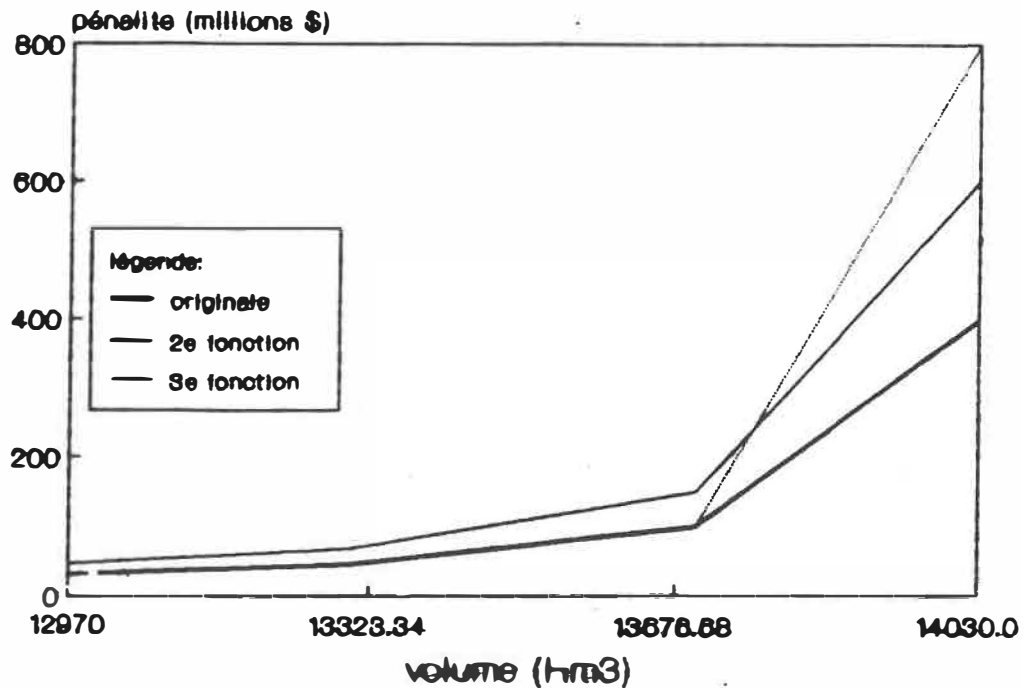


Figure 4.9 Fonctions de pénalité pour dépassement du niveau maximal acceptable.

Pour chacune des deux nouvelles fonctions de pénalité, une nouvelle politique d'exploitation est dérivée par programmation dynamique stochastique et évaluée par simulation stochastique pour les mêmes conditions initiales et données utilisées précédemment. Les nouvelles politiques et les résultats des simulations sont présentés aux annexes 2 et 3.

La politique obtenue avec la deuxième fonction de pénalité a eu onze changements. Ceux-ci se retrouvent aux périodes 2, 3, 5 et 6 dans les niveaux moyens, et aux périodes 1, 8 et 9 dans les hauts niveaux. Tous les changements augmentent les prélèvements recommandés, ce qui est tout à fait cohérent car les pénalités dues aux dépassements du niveau maximal acceptable sont maintenant plus grandes. La politique obtenue avec la troisième fonction de pénalité a changé pour cinq des états, aux niveaux moyens des périodes 2, 5 et 6. Tous les changements sont aussi des augmentations aux prélèvements recommandés.

Les variations dans la probabilité d'atteinte trouvées avec les deux nouvelles politiques sont petites. Cette probabilité diminue un peu au début de la période 6 pour tous les niveaux égaux et supérieurs au 482,25 m et augmente un peu pour tous les niveaux inférieurs à ce seuil. Ceci est dû au fait que les deux nouvelles politiques prévoient un prélèvement plus élevé pour le niveau initial à la période 5.

Au début de la période 7, cette probabilité diminue pour tous les niveaux égaux ou supérieurs au 484,00 et augmente pour tous les autres niveaux. Cela est dû aux augmentations dans les prélèvements demandés par les nou-

velles politiques aux périodes 5 et 6.

Le tableau 4.10 compare les risques de défaillance estimés pour chacune des politiques d'exploitation au début de la période initiale. Pour les deux nouvelles politiques, le risque de dépassement du niveau maximal acceptable diminue.

politique	Risque de dep. n. max. acc.	Risque de dep. n. min. acc.	Risque de dep. Q max. acc.	Risque de manque Prod. électrique
originale	8,48%	0,02%	0,20%	2,56%
2ième	7,30%	0,02%	0,24%	2,78%
3ième	6,94%	0,02%	0,42%	3,00%

Tableau 4.10 Comparaison du risque de défaillance au début de la période initiale.

Il est noté qu'en diminuant le risque de dépassement du niveau maximal acceptable, le risque de dépassement du débit maximal acceptable et celui du manque de production électrique augmentent, ce qui représente un nouveau compromis entre ces risques de défaillance.

La figure 4.10 compare le risque de dépassement du niveau maximal acceptable au début de la période 6 pour

chacune des trois politiques. Les deux nouvelles politiques diminuent un peu ce risque aux plus hauts niveaux, car les prélèvements plus grands recommandés pour cette période, diminuent la probabilité de dépassement au début de la période 7.

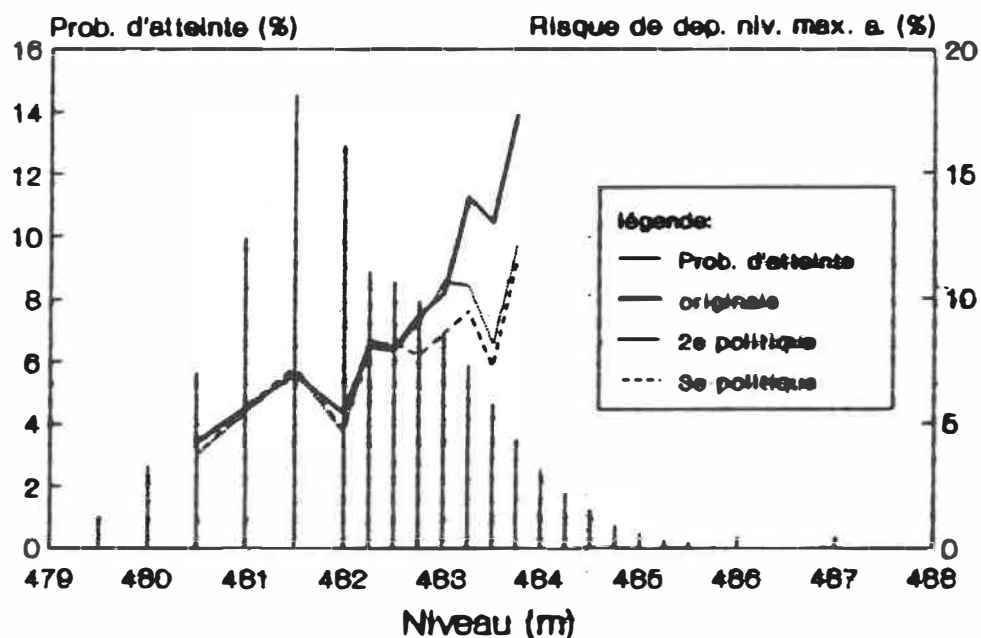


Figure 4.10 Comparaison du risque de dépassement du niveau maximal acceptable au début de la période 6.

Une comparaison des probabilités de dépassement du niveau maximal acceptable par période et des profits mensuels moyens, obtenues avec chacune des politiques, est présentée au tableau 4.11. Tel qu'attendu, les deux nou-

velles politiques réduisent quelque peu les probabilités de dépassement du niveau maximal acceptable au début de chacune des périodes.

période	prob. dép. (niveau maximal acc.)			bénéfice net moyen ( $\times 10^6$ \$)		
	originale	2ième	3ième	originale	2ième	3ième
5	0,0	0,0	0,0	8,360	8,567	8,567
6	0,0	0,0	0,0	8,731	9,302	9,622
7	4,7	3,8	3,4	4,953	4,721	4,626
8	1,6	1,5	1,4	5,361	5,306	5,261
9	1,3	1,2	1,2	5,797	5,760	5,747
10	1,1	1,0	1,0	5,827	6,292	5,809
11	0,3	0,2	0,3	6,619	6,492	6,608
12	0,0	0,0	0,0	7,755	7,724	7,729
1	0,0	0,0	0,0	8,338	8,298	8,281
2	0,0	0,0	0,0	7,682	7,671	7,683
3	0,0	0,0	0,0	6,819	6,938	6,778
4	0,0	0,0	0,0	10,724	10,374	10,630

Tableau 4.11 Comparaison de quelques critères.

Durant les périodes 5 et 6, les profits nets augmentent. À la période 5, le profit augmente même si aucune probabilité de dépassement n'est observée au début de la période 6, parce que ces deux nouvelles politiques suggèrent un prélèvement plus grand pour l'état de départ et engendrent une production d'énergie accrue durant la période. Il est supposé que toute l'énergie produite est vendue au prix de  $0,05 \times 10^6$  \$ / GWh.



La plus importante augmentation du bénéfice espéré est observée durant la période 6, car c'est au début de la période 7 que la probabilité de dépassement du niveau maximal acceptable a été diminuée le plus considérablement.

À partir de la période 7, les bénéfices nets obtenus avec les nouvelles politiques ont plutôt tendance à diminuer en comparaison avec les bénéfices obtenus avec la politique originale. Ceci peut s'expliquer par le fait que les nouvelles politiques des périodes 5 et 6, causent un léger abaissement du niveau de l'eau aux périodes subséquentes, diminuant ainsi la hauteur de chute et, en conséquence, la production d'énergie.

#### **4.5.2 Prix de vente de l'énergie électrique.**

Une deuxième analyse de sensibilité a été effectuée; elle porte sur le prix de vente de l'énergie électrique. L'impact qu'aurait un changement du prix sur les profits nets espérés et sur les autres critères considérés est analysé.

Deux changements au prix de vente de l'énergie sont effectués; les nouveaux prix utilisés sont 0.06 et 0.04 millions \$/GWh. Pour chaque nouveau prix, une nouvelle

politique est dérivée par PDS et évaluée par simulation stochastique. Les deux nouvelles politiques obtenues et quelques résultats des simulations, sont présentés aux annexes 4 et 5.

Pour le prix de  $0.06 \times 10^6$  \$ / GWh, la politique normale originale change aux périodes 4 et 10, au niveau 488,00 m. Ces changements sont des diminutions du prélèvement.

La diminution du prélèvement à la période 10 entraîne une diminution du débit turbiné lors de l'interpolation de la politique pour les niveaux compris entre le 486,00 m et le 488,00 m, parce que le prélèvement prévu pour le niveau 486,00 m est inférieur au débit maximal turbinable; toutefois, cette diminution est très faible. Ces changements causent en plus une légère augmentation de la hauteur de chute et du volume d'eau emmagasiné pour les autres périodes.

L'augmentation du prix de vente de l'énergie donne plus d'importance à la production d'énergie et rend le coût relatif des dépassements du niveau maximal acceptable moins importants, les fonctions de pénalité originales étant conservées.

Pour le prix de  $0.04 \times 10^6$  \$ / GWh, la politique normale change aux périodes 6 pour les niveaux 485.00 m et 484.00 m, et 8 pour le niveau 488.00 m. Les changements sont tous des augmentations du prélèvement recommandé cherchant alors à diminuer le risque de dépassement du niveau maximal acceptable, car la diminution du prix de vente rend le coût relatif de ces dépassements plus important.

Ces changements ont eu peu d'influence sur les divers niveaux de risque et sur la performance générale du système.

L'influence de ces changements de prix sur les bénéfices espérés est résumée au tableau 4.12. Tel qu'attendu, pour le cas de la deuxième politique toutes les variations sont des augmentations et pour le cas de la troisième politique, toutes sont des diminutions.

Les variations dans les bénéfices nets sont causées principalement par la différence dans le revenu perçu de la vente de l'énergie, la production totale ne variant que très peu.

période	politique originale prix = 0,05	2e. politique prix = 0,06	3e. politique prix = 0,04
5	8,360	10,032	6,688
6	8,731	11,040	6,612
7	4,953	6,068	3,814
8	5,361	6,520	4,203
9	5,797	7,029	4,555
10	5,827	7,010	4,639
11	6,619	7,947	5,291
12	7,755	9,332	6,174
1	8,338	10,059	6,612
2	7,682	9,219	6,144
3	6,819	8,198	5,437
4	10,724	12,890	8,549
année	86,965	105,345	68,718

Tableau 4.12 Comparaison des profits moyens  
pour différents prix de vente.

#### 4.6 Conclusions

L'exemple hypothétique présenté ici illustre la méthodologie d'évaluation présentée aux chapitres précédents.

La politique dérivée par PDS est optimale, du point de vue économique, quand les fonctions de pénalité sont égales aux coûts réels des défaillances; toutefois, d'autres critères sont aussi pris en considération. L'évaluation des

divers critères pour des conditions d'exploitation spécifiques a été obtenue à l'aide du modèle de simulation stochastique. Le risque de différents types de défaillance a été évalué, et des statistiques ont été calculées pour estimer la grandeur probable des défaillances. Ces informations sont fondamentales pour la prise de décision.

En ajustant les diverses fonctions de pénalité, des nouveaux compromis sont établis entre les divers niveaux de risque de défaillance et les bénéfices économiques. La diminution du risque de dépassement du niveau maximal acceptable par exemple, a engendré des légères augmentations des autres risques et des variations des bénéfices espérés.

Les implications de variations de quelques paramètres ont été mises en évidence par une analyse de sensibilité des résultats. Les augmentations des coefficients de la fonction de pénalité des dépassements du niveau maximal acceptable ont produit des changements dans la politique normale de façon à diminuer les risques de dépassement de ce niveau. Les changements du prix de vente produisent des variations importantes dans les bénéfices nets espérés mais ils ont peu d'impact sur les niveaux des divers risques de défaillance.

C H A P I T R E   5  
C A S   D ' A N A L Y S E  
D E U X   R É S E R V O I R S   E N   S É R I E

---

**5.1 Définition du problème**

Ce deuxième exemple porte sur l'exploitation de deux réservoirs en série, ayant chacun une centrale hydroélectrique. Le premier réservoir a un volume total de 16250 hm<sup>3</sup> et le deuxième de 10840 hm<sup>3</sup>. La puissance installée à la première centrale hydroélectrique est de 445 MW et celle à la deuxième de 222 MW. Un schéma du système est montré à la figure 5.1.

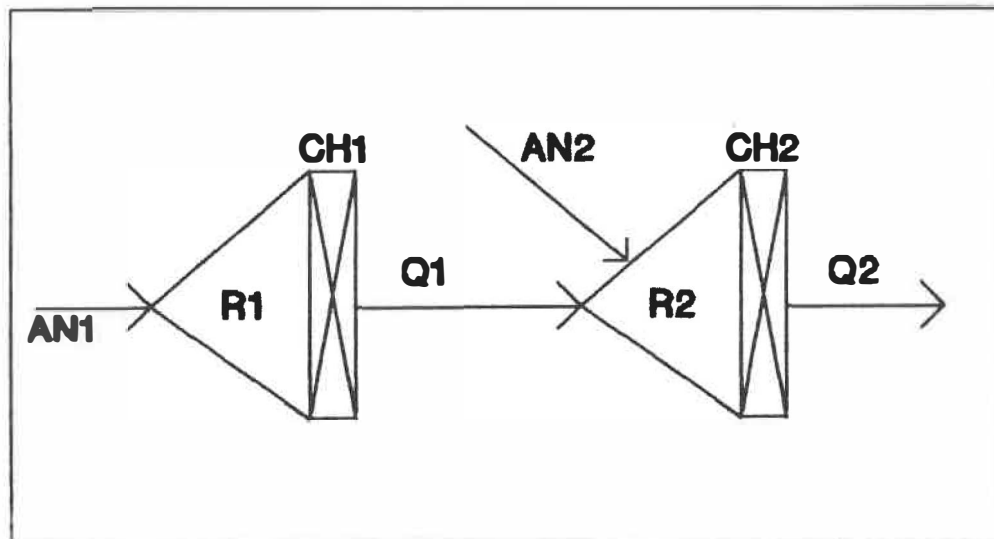


Figure 5.1 Schéma du système.

où

AN1 : apport naturel dans le réservoir #1.

AN2 : apport naturel dans le réservoir #2.

R1 : identificateur du réservoir #1.

R2 : identificateur du réservoir #2.

CH1 : identificateur de la centrale hydroélectrique #1.

CH2 : identificateur de la centrale hydroélectrique #2.

Q1 : prélèvement du réservoir #1.

Q2 : prélèvement du réservoir #2.

Les courbes d'emmagasinement et les coefficients de production sont présentés au tableau 5.1. L'altitude de la restitution est, pour la première centrale, de 384,00 m et pour la deuxième, de 310,00 m.

Les apports naturels dans chacun des réservoirs sont distribués selon une loi normale; leurs statistiques, exprimées en  $m^3/s$ , sont données aux figures 5.2 et 5.3. Les demandes mensuelles en électricité, exprimées en GWh, sont montrées à la figure 5.4.

réservoir # 1			réservoir # 2		
altitude (m)	volume (hm <sup>3</sup> )	coef. de prod. (N/m <sup>3</sup> )	altitude (m)	volume (hm <sup>3</sup> )	coef. de prod. (N/m <sup>3</sup> )
476,00	7670,00	7561,00	351,00	5500,00	7358,00
476,50	7920,00	7610,30	352,00	5783,30	7521,30
477,00	8170,00	7659,50	353,00	6066,70	7684,70
477,50	8420,00	7708,80	354,00	6350,00	7848,00
478,00	8670,00	7758,00	354,50	6545,00	7872,50
478,50	8958,00	7807,00	355,00	6740,00	7897,00
479,00	9245,00	7856,00	355,50	6935,00	7921,00
479,50	9533,00	7905,00	356,00	7130,00	7946,00
480,00	9820,00	7954,00	356,50	7322,50	7970,50
480,50	10145,00	8003,30	357,00	7515,00	7995,00
481,00	10470,00	8052,50	357,50	7707,50	8019,50
481,50	10795,00	8101,80	358,00	7900,00	8044,00
482,00	11120,00	8151,00	358,50	8127,50	8068,50
482,50	11475,00	8200,00	359,00	8355,00	8093,00
483,00	11830,00	8249,00	359,50	8582,50	8117,50
483,50	12210,00	8298,00	360,00	8810,00	8142,00
484,00	12590,00	8347,00	360,50	9057,50	8166,50
484,50	12995,00	8396,00	361,00	9305,00	8191,00
485,00	13400,00	8445,00	361,50	9552,50	8215,50
485,50	13830,00	8494,00	362,00	9800,00	8240,00
486,00	14260,00	8543,00	362,50	10060,00	8250,00
486,50	14758,00	8543,00	363,00	10320,00	8250,00
487,00	15255,00	8543,00	363,50	10580,00	8250,00
487,50	15753,00	8543,00	364,00	10840,00	8250,00
488,00	16250,00	8543,00			

Tableau 5.1 Courbes d'emménagement et coefficients de production.

Les contraintes d'exploitation sur les niveaux dans les réservoirs et sur les débits prélevés sont présentées aux tableaux 5.2 et 5.3.



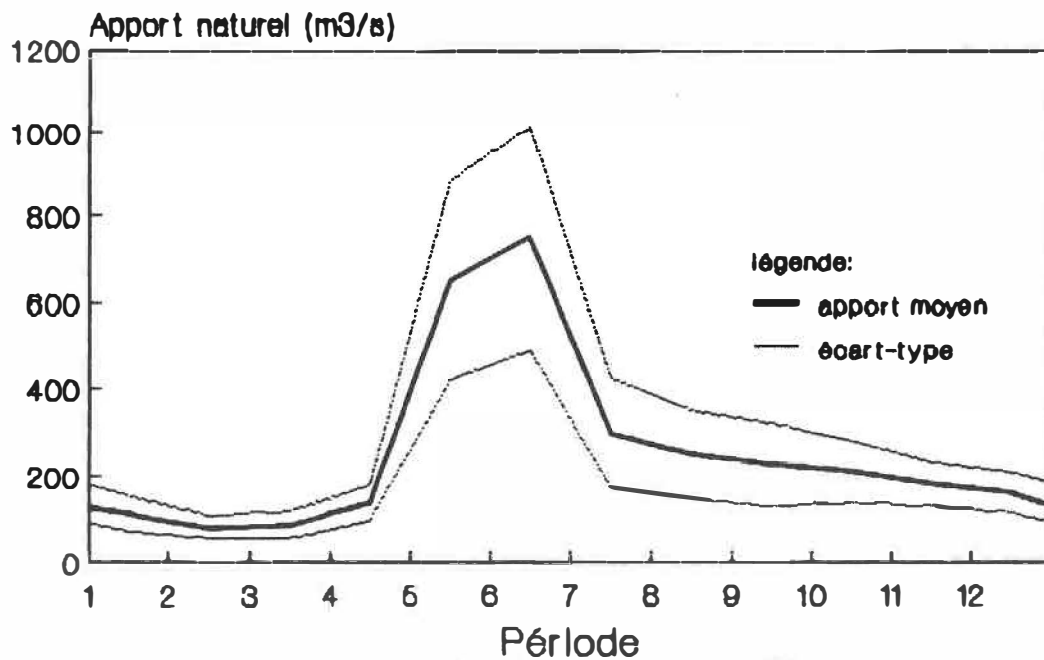


Figure 5.2 Statistiques mensuelles des apports naturels du réservoir #1.

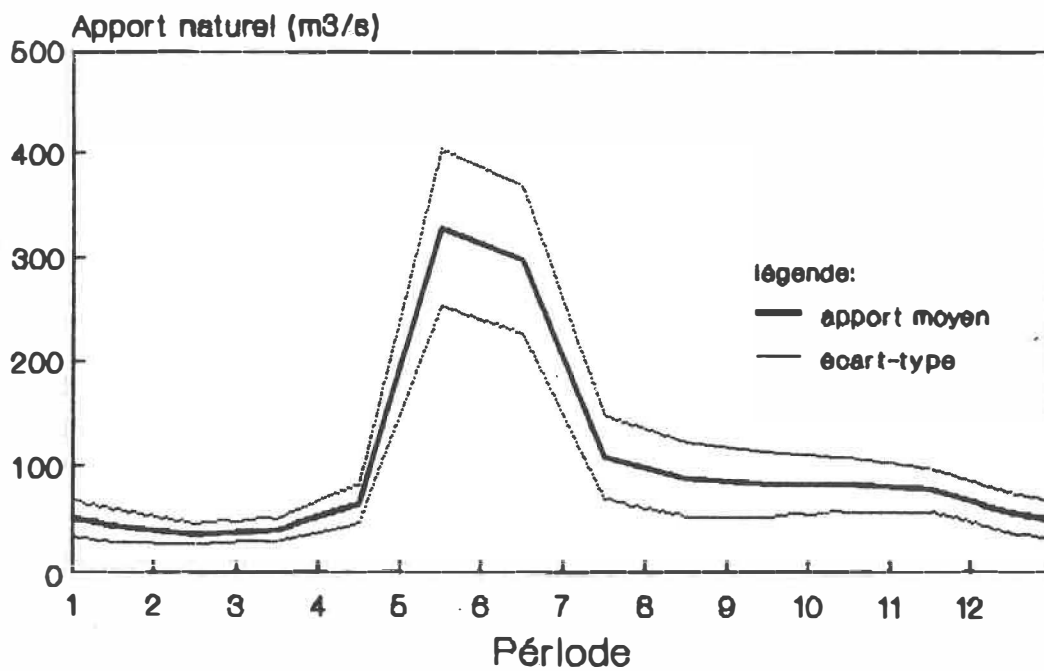


Figure 5.3 Statistiques mensuelles des apports naturels du réservoir #2.

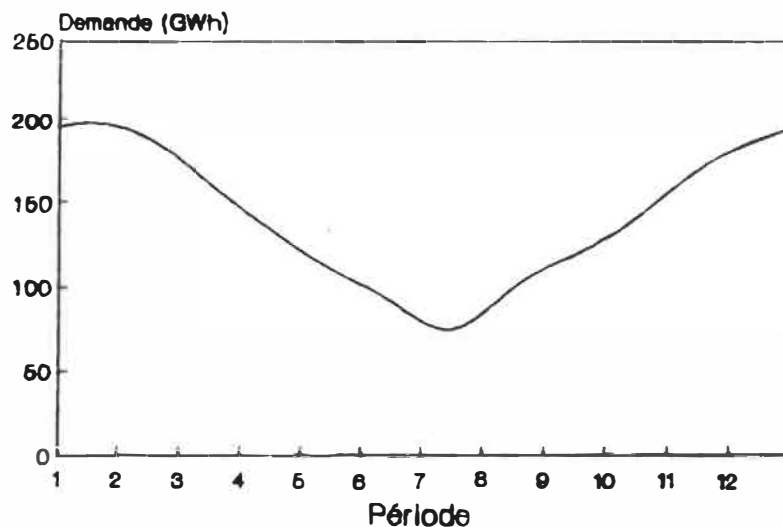


Figure 5.4 Demande mensuelle d'énergie électrique.

	maximal critique	maximal acceptable	minimal acceptable	minimal critique
hauteur (m)	488.00	486.00	478.00	476.00
volume (hm <sup>3</sup> )	16250	14260	8670	7670
Q total (m <sup>3</sup> /s)	1200	1200	0	0
Q turbiné (m <sup>3</sup> /s)	500	500	0	0

Tableau 5.2 Contraintes d'exploitation du réservoir #1.

	maximal critique	maximal acceptable	minimal acceptable	minimal critique
hauteur (m)	364.00	362.00	354.00	351.00
volume (hm <sup>3</sup> )	10840	9800	6350	5500
Q total (m <sup>3</sup> /s)	1300	1300	0	0
Q turbiné (m <sup>3</sup> /s)	500	500	0	0

Tableau 5.3 Contraintes d'exploitation du réservoir #2.

## 5.2 Politique normale d'exploitation

Pour dériver la politique normale d'exploitation, le modèle de programmation dynamique stochastique a été adapté à un système de deux réservoirs. La politique obtenue indique le débit moyen, en  $m^3/s$ , à prélever à chaque réservoir, en fonction du niveau des réserves au début de chaque période.

La fonction économique maximise l'espérance mathématique du bénéfice net annuel. Les contraintes sont, pour chacun des réservoirs, les équations 2.18 à 2.21. Les fonctions de pénalité utilisées sont présentées aux tableaux 5.4, 5.5 et 5.6.

dépass. du niveau maximal acceptable		dépass. du niveau minimal acceptable	
altitude (m)	coût ( $\times 10^6$ \$)	altitude (m)	coût ( $\times 10^6$ \$)
486,00	50,00	478,00	10,00
486,67	100,00	477,33	15,00
487,33	400,00	476,67	100,00
488,00	4000,00	476,00	1000,00

Tableau 5.4 Fonctions de coût des diverses défaillances du réservoir #1.

dépass. du niveau maximal acceptable		dépass. du niveau minimal acceptable	
altitude (m)	coût ( $\times 10^6$ \$)	altitude (m)	coût ( $\times 10^6$ \$)
362,00	100,00	354,00	10,00
362,67	200,00	353,00	15,00
363,33	800,00	352,00	100,00
364,00	8000,00	351,00	1000,00

Tableau 5.5 Fonctions de coût des diverses défaillances du réservoir #2.

déficit (% de la demande)	coût ( $\times 10^6$ \$)
0,001	5,00
10,000	6,00
50,000	20,00
100,000	100,00

Tableau 5.6 Fonction de coût des manques de production électrique du système.

La politique normale d'exploitation de chaque réservoir est présentée à l'annexe 6 en douze tableaux, un pour chaque période. Dans ces tableaux, les lignes représentent les niveaux du réservoir #2 et les colonnes, ceux du réservoir #1. À chaque période, un prélèvement, en  $m^3/s$ , d'un réservoir est ainsi suggéré pour chaque combinaison d'états des deux réservoirs.

Au réservoir #1, réservoir de tête, les prélèvements indiqués par la politique normale augmentent lorsque le niveau de l'eau dans ce réservoir croît et que celui dans le réservoir #2 diminue. Ce comportement est prévu, non seulement afin de minimiser la grandeur des défaillances, mais aussi, et surtout, parce que les prélèvements du premier réservoir peuvent être emmagasinés dans le second.

Au réservoir #2, les prélèvements indiqués augmentent en fonction du niveau de l'eau dans ce réservoir, pour un niveau donné dans le premier. Plusieurs prélèvements du réservoir #2 sont nuls, engendrant un "effet de cuvette". En général, lorsque les niveaux dans les deux réservoirs sont bas, des prélèvements sont suggérés à chacun d'eux afin de produire plus d'énergie et ainsi de minimiser l'ampleur d'un manque de production. Lorsque le niveau dans le second réservoir est plutôt bas et que celui dans le premier est moyen, aucun prélèvement n'est demandé du second réservoir; l'énergie est entièrement produite à l'usine adjacente au premier réservoir, le second emmagasinant les volumes d'eau reçus durant la période. Finalement, lorsque le niveau dans le premier réservoir est élevé, celui dans le second étant bas, des prélèvements sont suggérés aux deux réservoirs; ceux au premier sont alors élevés pour pallier au dépassement du niveau maximal

acceptable; le second, dont la réserve active est petite, réagissant de façon telle à ne pas gaspiller d'eau tout en palliant aussi au dépassement de son niveau maximal acceptable.

Au réservoir #1, le prélèvement maximal est seulement recommandé aux périodes 5 et 6, si ce réservoir est à son niveau maximal, et aux périodes 7, 8 et 9, si ce réservoir est à son niveau maximal et le réservoir #2 ne l'est pas, car durant ces périodes, les apports naturels sont grands.

Il existe, dans cette politique normale d'exploitation, quelques valeurs qui peuvent paraître un peu irrégulières. En effet, la politique du réservoir #1 suggère un prélèvement de  $300 \text{ m}^3/\text{s}$ , quand ce réservoir est au niveau 480,00 m et le #2 au niveau 351,00 m au début de la période 12; au niveau 354,00 m du réservoir #2, le prélèvement descend à  $180 \text{ m}^3/\text{s}$ , pour remonter à  $360 \text{ m}^3/\text{s}$  au niveau 356,00 m, toujours pour le niveau 480,00 m au réservoir #1 au début de la période 12.

Une étude détaillée de la valeur de la fonction économique aux états 480,00 m du réservoir #1 et 354,00 m du réservoir #2 au début de la période 12 a été réalisée. La valeur de la fonction économique est calculée pour le pré-

lèvement de  $180 \text{ m}^3/\text{s}$  et pour des prélèvements de 240, 300 et  $120 \text{ m}^3/\text{s}$ . Tel que soupçonné, le prélèvement de  $180 \text{ m}^3/\text{s}$  donne la valeur maximale de la fonction économique; toutefois, les valeurs obtenues pour 240 et  $300 \text{ m}^3/\text{s}$ , bien qu'inférieures à celle obtenue pour  $180 \text{ m}^3/\text{s}$ , s'en écartent très peu. La fonction économique pour le cas de  $120 \text{ m}^3/\text{s}$  est considérablement plus petite. Les prélèvements de 180, 240 et  $300 \text{ m}^3/\text{s}$  sont donc des solutions presque équivalentes.

Globalement, cette politique normale, qui indique les prélèvements aux deux réservoirs en fonction de leur état conjoint (doublet de niveaux aux réservoirs 1 et 2), présente des caractéristiques cohérentes. C'est pour cette politique que le comportement du système sera simulé et les critères d'évaluation estimés.

### 5.3 Évaluation de la performance du système

Cette évaluation est faite par simulation stochastique, pour les conditions initiales constituées des niveaux 483,00 et 360,00 mètres aux réservoirs 1 et 2, respectivement, au début de la période 5.

Le premier réservoir est subdivisé en 27 niveaux tandis que le second l'est en 26. Les résultats dérivés de 5000 simulations, chacune d'une durée de 12 mois, sont présentés à l'annexe 6. Les portraits évolutifs pour chaque type de défaillance donnent le risque estimé pour un réservoir en fonction de son niveau au début de chaque période.

Ces valeurs ne sont pas montrées pour des doublets de niveaux aux réservoirs 1 et 2. Ce n'est pas nécessaire car ces risques découlent de l'application de la politique normale, qui elle tient compte de l'état des deux réservoirs, en fixant des prélèvements à faire à chacun d'eux. Les risques estimés sont donc ceux qui résultent de l'exploitation conjointe des deux réservoirs.

Les tableaux 5.7 et 5.8 montrent la probabilité d'atteinte des niveaux des réservoirs 1 et 2, respectivement. Le niveau de l'eau dans le réservoir #1 descend durant les périodes d'hiver et remonte avec la crue printanière; celui dans le réservoir #2 se maintient, la plupart du temps, près de son niveau maximal acceptable et descend quelque peu avant la période de crue, car les apports naturels dans ce réservoir ne sont pas très grands et les crues peuvent être contrôlées en grande partie par le réservoir #1.



NIVEAU

490.00  
488.00  
487.50  
487.00  
486.50  
486.00  
485.50  
485.00  
484.50  
484.00  
483.50  
483.00  
482.50  
482.00  
481.50  
481.00  
480.50  
480.00  
479.50  
479.00  
478.50  
478.00  
477.50  
477.00  
476.50  
476.00  
472.00

Niveau	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
490.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
488.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
487.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
487.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
486.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
486.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
485.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
485.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
484.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
484.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
483.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
483.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
482.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
482.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
481.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
481.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
480.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
480.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
479.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
479.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
478.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
478.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
477.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
477.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
476.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
476.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
472.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

-----5-----6-----7-----8-----9-----10-----11-----12-----1-----2-----3-----4-----

P E R I O D E

Tableau 5.7 Probabilité d'atteinte (réservoir #1).

NIVEAU

NIVEAU	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
367.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
364.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
363.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
362.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
362.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
361.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
361.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
360.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
360.00	100.00	34.10	22.42	11.00	5.10	2.76	1.48	0.81	0.50	0.30	0.19	0.14
359.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
359.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
358.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
358.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
357.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
357.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
356.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
356.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
355.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
355.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
354.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
354.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
353.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
352.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
351.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau 5.8 Probabilité d'atteinte (réservoir #2).

Les probabilités d'atteinte au réservoir #2 se concentrent sur moins de niveaux que celles au réservoir #1; ceci s'explique par les écarts-types des apports naturels au réservoir #2 beaucoup plus petits que ceux au réservoir #1.

### **5.3.1 Dépassement du niveau maximal acceptable.**

Les portraits évolutifs du risque de dépassement du niveau maximal acceptable sont présentés aux tableaux 5.9 et 5.10. Pour le réservoir #1, le risque estimé pour l'état de départ est de 4,18%; la probabilité de dépassement la plus grande est observée au début de la période 7 (i.e. 4,0%) car, durant la période 6, les apports naturels sont les plus grands. C'est aussi au début de la période 7 que l'amplitude moyenne des dépassements est la plus élevée; elle est de 0,33 m.

Pour le réservoir #2, ce risque, pour l'état de départ, est de 24,18%. Comme la politique normale d'exploitation cherche à maintenir ce réservoir à un niveau près du niveau maximal acceptable la plupart du temps, les probabilités de dépassement de ce niveau sont élevées au début de plusieurs périodes.

NIVEAU

490.00																				
488.00																				
487.50			100.00																	
487.00			61.11																	
486.50			5.06	10.00																
486.00		20.00	2.45	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50		20.37	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00		17.08	0.32	0.07	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50		7.94	0.09	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00		3.50	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50		2.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	4.18	2.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50		1.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00		1.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.50						0.00														
480.00																				
479.50																				
479.00																				
478.50																				
478.00																				
477.50																				
477.00																				
476.50																				
476.00																				
476.00																				
472.00																				

-----5-----6-----7-----8-----9-----10-----11-----12-----1-----2-----3-----4-----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.0	4.0	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tableau 5.9 Portrait évolutif du risque de dépassement du niveau maximal acceptable (réservoir #1).

NIVEAU

367.00													
364.00													
363.50													
363.00			25.00										
362.50			25.49	0.00									
362.00			30.60	48.39	30.00					60.00		0.00	
361.50	34.04	25.75	18.70	23.54	17.69	31.46	4.96	16.05	19.91	46.96		0.00	
361.00	24.34	18.70	17.82	16.22	14.95	18.59	20.07	3.21	6.65	0.00		0.00	0.00
361.00	28.05	21.82	17.52	17.04	17.53	14.16	0.06	0.67	0.00	0.00		0.00	0.00
360.50	19.25	18.62	19.20	18.03	20.24	45.16	0.00	5.00	0.00	0.00		0.00	0.00
359.00	24.18	21.45	18.57	25.24	16.13	22.22	0.00	9.09	0.00	0.00		0.00	0.00
359.50	18.75	12.50	14.71	16.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00
359.00	50.00	0.00	17.86	33.33	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00
358.50													
358.00													
357.50					0.00								
357.00					0.00								
356.50													
356.00													
355.50													
355.00													
354.50													
354.00													
353.00													
352.00													
351.00													
344.00													

-----5-----6-----7-----8-----9-----10-----11-----12-----1-----2-----3-----4-----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :												
PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.1	5.2	3.4	3.0	0.3	2.3	1.1	6.1	0.0	8.3	3.0

Tableau 5.10 Portrait évolutif du risque de dépassement du niveau maximal acceptable (réservoir #2).

Pour le deuxième réservoir, les dépassements moyen et maximal les plus élevés sont trouvés au début de la période 7; ils sont respectivement de 0,48 m et 1,53 m. Les dépassements trouvés aux autres périodes sont petits, ne s'écartant que peu du niveau maximal acceptable.

### **5.3.2 Manque de production électrique du système.**

Pour les conditions initiales du système, le risque de manque de production électrique est évalué à 14.66 %. La probabilité de manque de production la plus élevée est de 7.7 % durant la période 8. Les périodes 7 et 1 ont aussi des probabilités non négligeables. Les manques de production aux périodes 7 et 8 sont principalement dus au fait que la politique normale prévoit des prélèvements plutôt faibles à ces périodes, cherchant à maintenir les réserves car, par la suite, les apports naturels diminuent et la demande augmente.

Les statistiques des manques de production montrent que les mois 7, 8 et 1, ont les défaillances les plus grandes. La moyenne des manques à la période 7, 14.72 % de la demande, est la plus grande; leur écart-type est grand, les réservoirs pouvant se trouver à des niveaux très variés au début de cette période.

### 5.3.3 Bénéfice net.

Le tableau 5.11 montre les statistiques des profits nets obtenus lors de la simulation. Le profit moyen annuel espéré de l'exploitation du système est de  $130,642 \times 10^6$  \$. L'écart-type des profits ( $114,511 \times 10^6$  \$) est très grand, dû à la variabilité des coûts des diverses défaillances.

Le profit moyen maximal ( $21,487 \times 10^6$  \$) se trouve durant la période 5 parce que, durant cette période, il n'existe aucune probabilité de manque de production électrique et seulement une très faible probabilité qu'au début de la période suivante, le réservoir #2 soit à un niveau supérieur à son niveau maximal acceptable.

Le profit moyen minimal est obtenu durant la période 6 parce qu'il existe, pour les deux réservoirs, des probabilités d'atteindre, au début de la période 7, un niveau supérieur au niveau maximal acceptable. Les coûts de quelques dépassements de ces niveaux maximaux acceptables peuvent être très grands tel que montré par le profit net minimal de  $-2981,506 \times 10^6$  \$ obtenu à la période 6. À cette période, l'écart-type des profits nets est très grand, les apports naturels ayant aussi une grande variabilité, amenant parfois les deux réservoirs à dépasser leurs

niveaux maximaux acceptables ce qui engendre, en conséquence, des coûts très élevés.

période	profit moyen (x 10 <sup>6</sup> \$)	écart-type (x 10 <sup>6</sup> \$)
5	21,487	3,874
6	4,487	90,415
7	7,553	26,178
8	6,836	22,355
9	11,187	6,727
10	10,875	16,734
11	12,098	11,095
12	10,951	25,297
1	16,707	3,829
2	8,945	31,354
3	9,914	0,781
4	9,608	0,678
année	130,642	114,511

Tableau 5.11 Statistiques des bénéfices nets.

#### 5.4 Conclusions

Dans ce chapitre, un cas hypothétique consistant en deux réservoirs en série chacun ayant une centrale hydroélectrique a été étudié. La politique normale d'exploitation a été dérivée par un modèle de PDS et ensuite simulée par le modèle de simulation stochastique, pour un ensemble de conditions initiales. Pour celles-ci, les



risques de dépassement du niveau maximal acceptable du réservoir #2 et ceux de manque de production électrique du système sont élevés. Aucun dépassement du niveau minimal acceptable n'a été simulé, car la politique maintient, la plupart du temps, une hauteur de chute aussi élevée que possible, favorisant la production électrique.

Le compromis établi par la politique normale entre les différents niveaux de risque et les bénéfices nets, pourrait probablement être amélioré. Ceci serait fait en ajustant les diverses fonctions de pénalité. Si l'un des risques est jugé non tolérable à court terme, des révisions pourraient être apportées à la politique normale, l'abandonnant pour quelques périodes.

À la lumière des résultats obtenus pour les conditions initiales utilisées, il serait probablement suggéré de réviser les prélèvements proposés de façon à diminuer le risque de dépassement du niveau maximal acceptable du réservoir #2. Ces dépassements peuvent engendrer des coûts très élevés en plus d'avoir des repercussions sociales et environnementales importantes.

C H A P I T R E 6  
C O R R É L A T I O N D E S A P P O R T S  
E T N O M B R E D E S I M U L A T I O N S

---

**6.1 Influence des coefficients d'autocorrélation**

Jusqu'à maintenant, les coefficients de corrélation des apports naturels de mois consécutifs n'ont pas été considérés ni dans le modèle de PDS utilisé pour dériver la politique d'opération, ni dans le modèle de simulation stochastique développé pour évaluer le comportement du système.

Dans ce chapitre, des coefficients de corrélation temporelle sont incorporés dans le modèle de simulation stochastique. Les résultats sont comparés avec ceux obtenus en supposant les apports naturels indépendants afin de juger de l'influence de ces coefficients sur les critères d'évaluation.

L'exemple du quatrième chapitre est repris et simulé pour deux séries de coefficients d'autocorrélation; elles sont montrées au tableau 6.1. La même politique normale dérivée au chapitre 4 sous l'hypothèse d'apports naturels

indépendants, est évaluée pour les mêmes conditions initiales (i.e. période de départ = 5, niveau de départ = 480.50 m).

période	coeff. d'autocorrélation	
	serie #1	serie #2
1	0,606	0.9080
2	0,737	0.7503
3	0,132	0.8649
4	0,481	0.8714
5	-0,306	0.7953
6	0,070	0.4955
7	0,231	0.6377
8	0,726	0.7115
9	0,574	0.7851
10	0,406	0.8070
11	0,433	0.8948
12	0,484	0.9206

Tableau 6.1 Coefficients d'autocorrélation.

La première série est tirée d'un réservoir de la Rivière Manicouagan au Québec; la deuxième, du Barrage du Haut Assouan sur le fleuve Nil.

Comme l'apport naturel de la dernière période ( $t = 4$ ) est supposé inconnu, l'apport synthétique de la période initiale ( $t = 5$ ) lui est indépendant et il est produit par l'équation 3.1. Pour les autres périodes, les apports

naturels sont produits par l'équation 6.1, (Haan, 1977). Dans cette équation,  $\sigma^*_t$  est une correction à l'écart-type de la période  $t$ , en fonction du coefficient de corrélation de la période  $t-1$ ; cette correction diminue toujours l'écart-type. Le terme  $A^*_t$ , la correction à l'apport produit pour la période  $t$ , dépend de l'apport de la période  $t-1$ ; cette correction peut être positive ou négative.

$$\text{App}_t = \sigma^*_t R_t + \mu_t + A^*_t \quad (6.1)$$

où

$\sigma^*_t$  :  $[1 - \rho^2_{t-1}] \sigma_t$

$A^*_t$  :  $\rho_{t-1} (\text{App}_{t-1} - \mu_{t-1}) \sigma^*_t / \sigma^*_{t-1}$

$\text{App}_t$  : apport produit pour la période  $t$ , ( $\text{m}^3/\text{s}$ );

$R_t$  : nombre aléatoire tiré d'une distribution centrée réduite;

$\mu_t$  : moyenne des apports naturels de la période  $t$ , ( $\text{m}^3/\text{s}$ );

$\sigma_t$  : écart-type des apports naturels de la période  $t$ , ( $\text{m}^3/\text{s}$ );

$\rho_t$  : coefficient d'autocorrélation entre les apports naturels des périodes  $t$  et  $t+1$ .

### 6.1.1 Probabilité d'atteinte.

Les figures 6.1 à 6.4 comparent les probabilités d'atteinte d'un niveau aux périodes 7, 8, 9 et 10, respec-

tivement. Les probabilités d'atteinte à la période 6 sont les mêmes dans les trois cas parce que les mêmes apports synthétiques sont produits pour la période initiale. Tel que mentionné, les apports produits pour cette période sont indépendants de ceux, supposés inconnus, des périodes passées.

Au début de la période 7, les probabilités d'atteinte estimées pour la première série de coefficients sont, quelque peu, plus concentrées autour des niveaux médians que celles obtenues avec des apports indépendants. Ceci est dû au fait que le coefficient de corrélation entre les périodes 5 et 6 est négatif; si l'apport de la période 5 est élevé, celui de la période 6 sera probablement faible et vice versa, ce qui diminue les probabilités d'atteindre les niveaux extrêmes au début de la période 7. Les coefficients positifs de la deuxième série ont tendance à rendre plus accessibles les niveaux extrêmes, augmentant ainsi la probabilité de les atteindre.

Aux périodes 8, 9 et 10, les courbes trouvées pour la première série de coefficients de corrélation sont similaires à celles obtenues avec des apports indépendants, probablement parce que la plupart des coefficients utilisés ne sont pas très grands. Celles obtenues pour la deuxième

série sont plus étendues sur les divers niveaux, pour la raison déjà mentionnée.

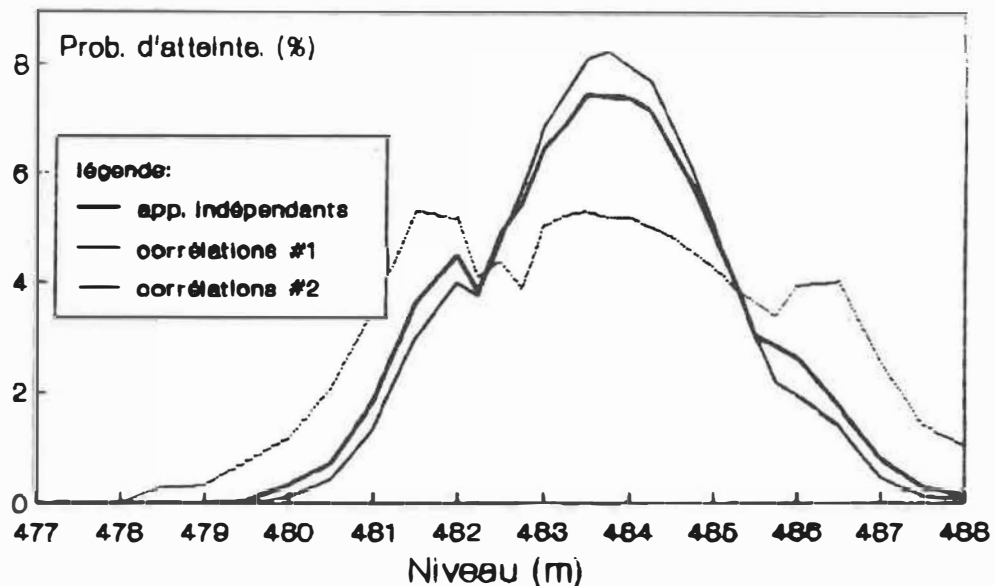


Figure 6.1 Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 7.

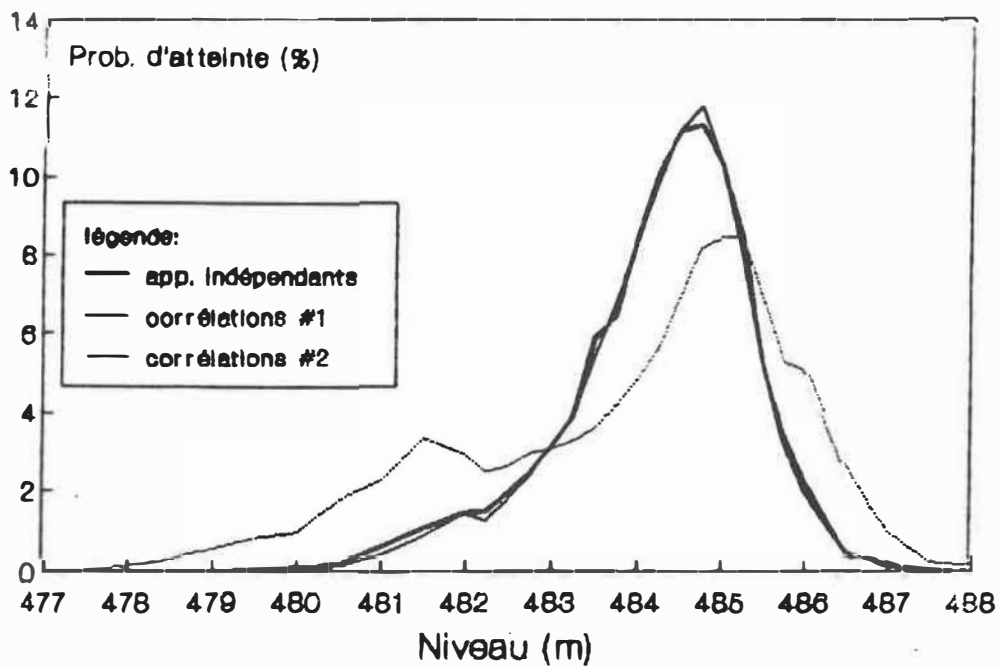


Figure 6.2 Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 8.

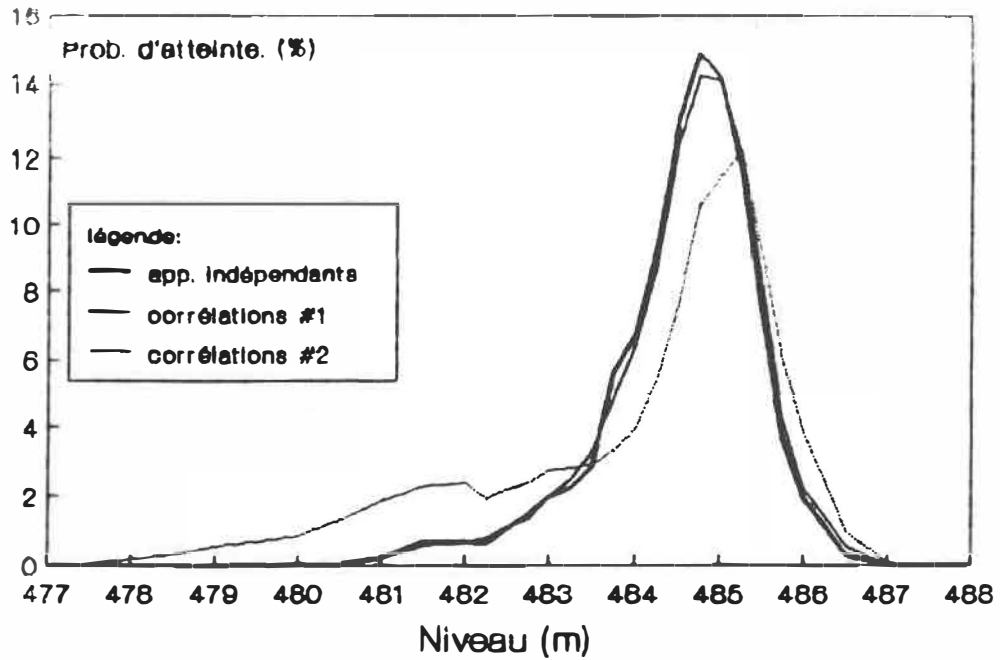


Figure 6.3 Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 9.

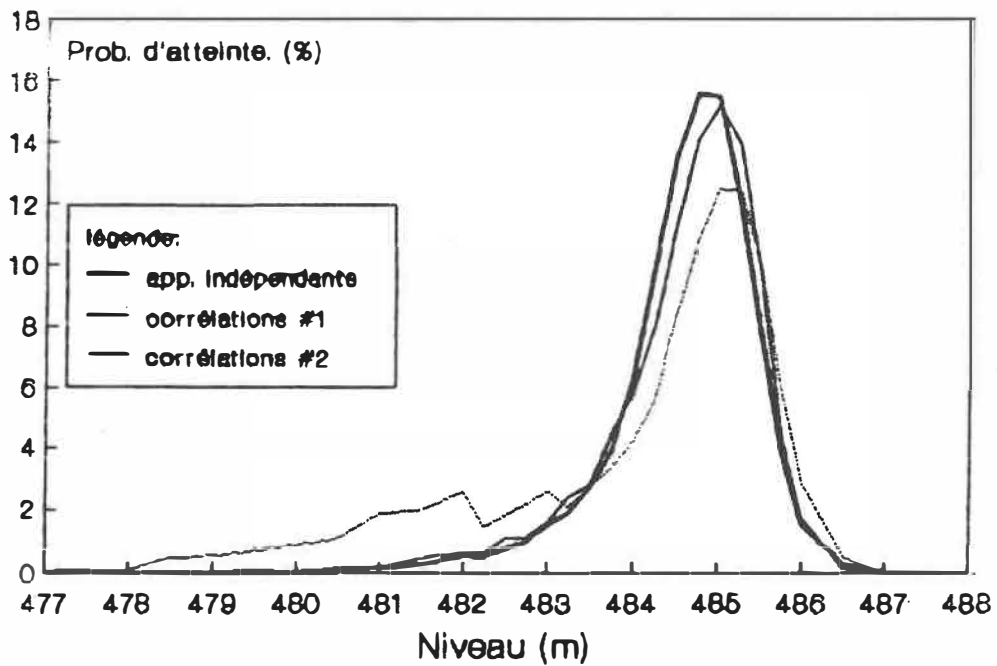


Figure 6.4 Comparaison de la probabilité d'atteinte au début de la période 10.

### 6.1.2 Autres critères de comparaison.

Le tableau 6.2 compare les résultats obtenus à l'état de départ pour des apports naturels autocorrélés avec ceux du chapitre 4, obtenus pour des apports naturels indépendants.

Des différences très significatives sont notées, spécialement dans les valeurs obtenues pour la deuxième série de coefficients de corrélation. Ces valeurs varient du simple au double pour le risque de dépassement du niveau maximal acceptable et sont beaucoup plus grandes pour le risque de manque de production.

critère	indépendants	autocorrélés	
		serie #1	serie #2
dép. n. max. acceptable	8,48%	7,74%	15,70%
dép. n. min. acceptable	0,02%	0,04%	1,74%
dép. Q. max. acceptable	0,20%	0,20%	0,20%
manque de prod. électrique	2,56%	5,64%	17,02%
profit moyen annuel ( $\times 10^6$ \$)	86,965	87,016	65,895

Tableau 6.2 Comparaison des divers critères pour l'état de départ.



À cause des fortes valeurs positives de la deuxième série de coefficients de corrélation, le risque de dépassement du niveau maximal acceptable est passé de 8,48% à 15,70%. En effet, lorsque les apports sont très corrélés positivement, le réservoir tend à atteindre davantage les niveaux extrêmes. Si à une période quelconque un apport fort se présente, celui de la période suivante le sera probablement aussi et après quelques périodes, le réservoir atteindra un niveau plus élevé que celui qu'il aurait atteint avec des apports indépendants. Les probabilités de dépassement du niveau maximal acceptable en sont conséquemment augmentées.

Pour la première série de coefficients, un raisonnement inverse s'applique pour expliquer la diminution du risque car, tel que mentionné, le coefficient négatif entre les périodes 5 et 6 cause une diminution de la probabilité d'atteinte des niveaux extrêmes au début de la période 7 et, conséquemment, du nombre de dépassements du niveau maximal acceptable au début de cette période.

Les coefficients positifs amènent aussi le réservoir à des niveaux plus bas, augmentant ainsi le risque de dépassement du niveau minimal acceptable et celui de manque de production électrique. Pour la deuxième série, les

coefficients sont plus grands et alors, ces risques sont aussi plus élevés. L'augmentation des coûts des défaillances cause les diminutions observées du profit moyen annuel.

La figure 6.5 compare le risque de dépassement du niveau maximal acceptable pour les différents niveaux du réservoir au début de la période 6.

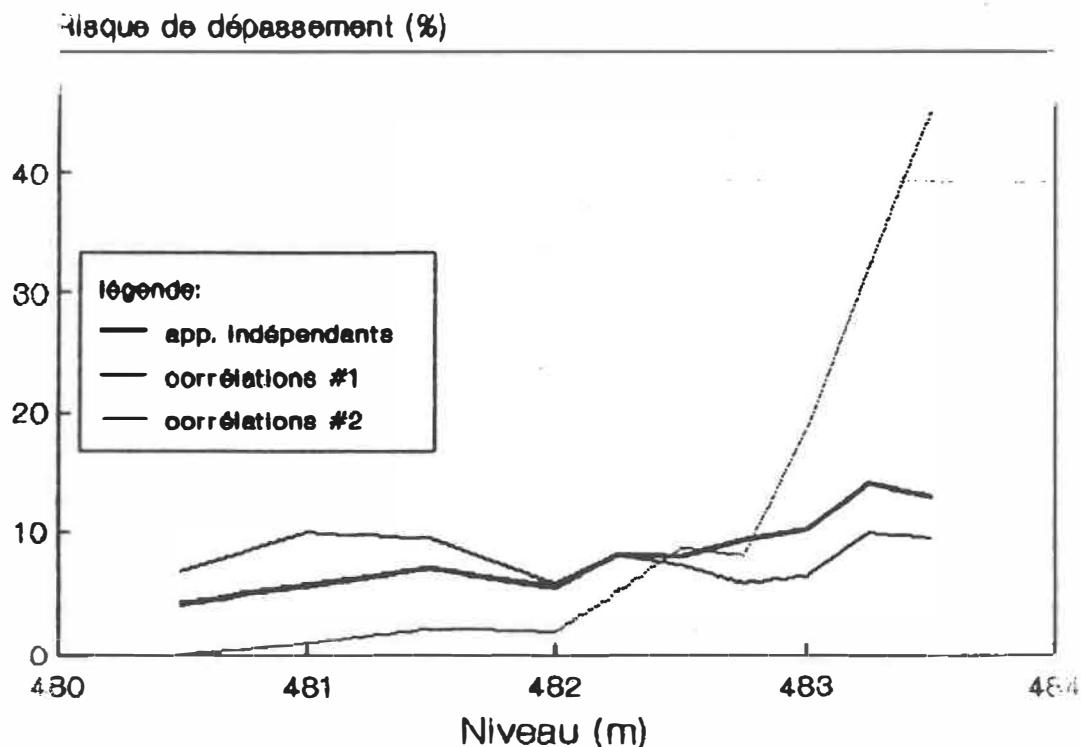


Figure 6.5 Comparaison du risque de dépassement du niveau maximal acceptable au début de la période 6.

Pour la première série, les risques de dépassement du niveau maximal acceptable sont, pour les niveaux inférieurs à 482,00 m, un peu plus élevés que ceux obtenus pour des apports indépendants et, pour les niveaux supérieurs à 482,50 m, un peu plus petits. Le fait que le réservoir soit à un niveau supérieur à 482,50 m au début de la période 6, résulte d'un apport au cours de la période 5 plutôt fort; comme le coefficient de corrélation entre les périodes 5 et 6 est négatif, l'apport de la période 6 sera probablement faible, diminuant ainsi la probabilité de dépassement au début de la période 7. Un raisonnement inverse s'applique quand le réservoir se retrouve à un niveau inférieur au 482,00 m au début de la période 6.

Les risques obtenus pour la deuxième série de coefficients sont beaucoup plus grands pour les niveaux supérieurs à 482,75 m, et un peu plus petits pour les niveaux inférieurs à ce niveau. Le fait que le réservoir se retrouve à un niveau supérieur à 482,75 m au début de la période 6, est causé par un apport élevé au cours de la période 5; comme dans ce cas le coefficient de corrélation entre les périodes 5 et 6 est positif et élevé, il est très probable que l'apport de la période 6 le soit aussi, augmentant considérablement la probabilité de dépassement au début de la période 7.

Pour les autres périodes, les risques pour les deux séries sont similaires à ceux obtenus avec des apports indépendants, car après la période 7, les probabilités de dépassement de ce niveau sont beaucoup plus petites.

### **6.1.3 Conclusion.**

Ces résultats montrent qu'il existe une différence importante dans les divers risques de défaillance estimés quand les coefficients d'autocorrélation sont inclus dans la simulation. Cette différence est plus grande quand ces coefficients sont plus élevés et du même signe.

Il apparait donc opportun d'inclure ces coefficients, surtout quand ils sont élevés, pour mieux estimer les divers critères.

## **6.2 Influence du nombre de simulations**

Il est évident qu'un nombre minimal de passages par un état donné est nécessaire pour obtenir une précision adéquate des critères.

### 6.2.1 Comparaison des probabilités d'atteinte.

Pour déterminer le nombre de passages nécessaires à l'obtention de résultats fiables, les probabilités d'atteinte sont évaluées, en variant le nombre de simulations à chaque exécution; elles sont ensuite comparées avec leurs valeurs théoriques correspondantes obtenues par probabilité conditionnelle à partir des fonctions de probabilité des apports naturels, (Tremblay, 1989). Des apports synthétiques non corrélés sont utilisés dans cette étude.

Les résultats de deux évaluations sont présentés; le début de la période 5 et le niveau 480,50 m sont les conditions initiales de la première. Le début de la période 6 et le niveau 484,00 m sont celles de la deuxième. Pour la première évaluation, les probabilités d'atteinte obtenues pour 500, 200 et 100 simulations au début de la période 6 sont comparées aux probabilités théoriques à la figure 6.6. Pour la deuxième évaluation, celles obtenues au début de la période 7 le sont à la figure 6.7.

Dans ces deux cas, les probabilités d'atteinte obtenues pour 500 et 200 simulations ne s'écartent pas beaucoup des probabilités théoriques; par contre celles obtenues pour 100 simulations montrent des écarts importants. D'autres

comparaisons similaires ont été effectuées, obtenant des résultats similaires dans la majorité des cas.

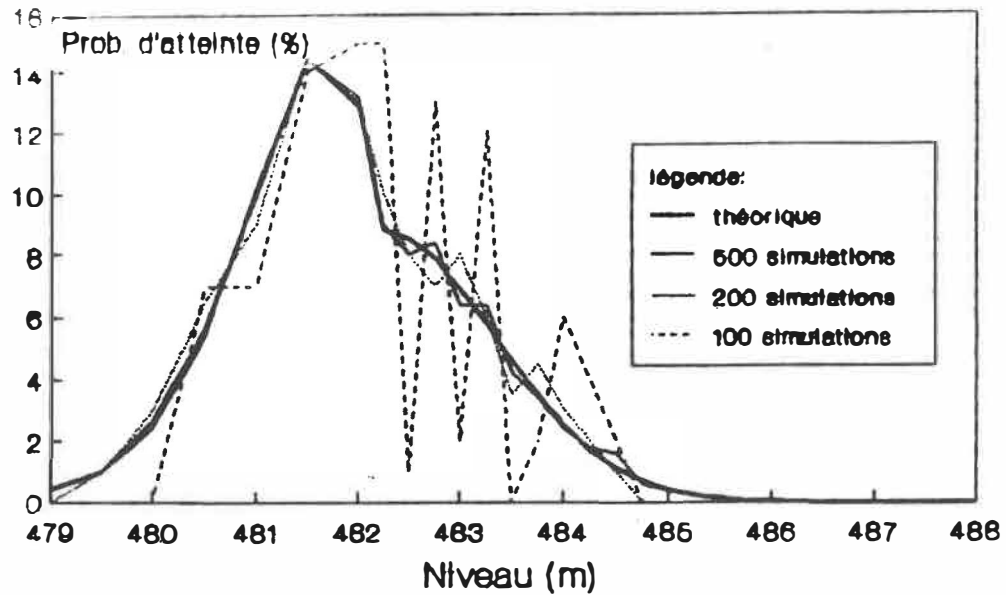


Figure 6.6 Comparaison des probabilités d'atteinte  
au début de la période 6.

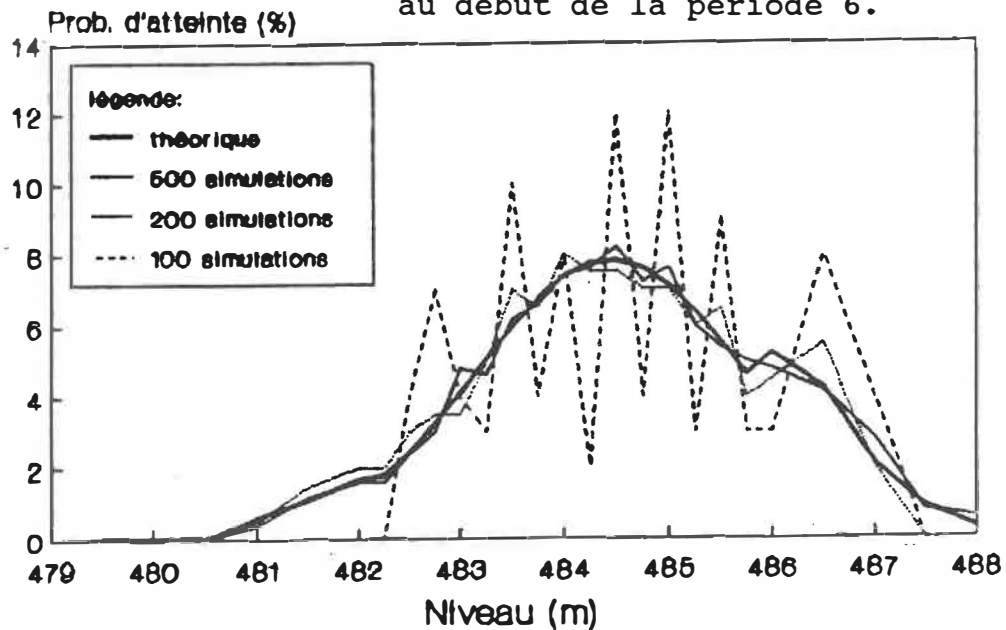


Figure 6.7 Comparaison des probabilités d'atteinte  
au début de la période 7.

### 6.2.2 Conclusion.

Dans ce cas, 200 passages par un état donné suffisent pour obtenir une approximation acceptable des critères; toutefois, ce nombre ne peut être généralisé à un cas différent, car des facteurs comme l'écart-type des apports naturels et le volume d'eau contenu entre deux niveaux discrétisés peuvent avoir une influence importante sur le nombre de passages requis.

Puisque cinq mille simulations ont été effectuées dans l'évaluation des critères du cas présenté au quatrième chapitre, les risques obtenus aux états ayant une probabilité d'atteinte inférieure à 4,0 % sont beaucoup moins fiables que les autres.

En simulation, la probabilité est une caractéristique calculée à partir de plusieurs événements particuliers. Elle est donc sujette à une "erreur d'échantillonnage", puisqu'elle n'est estimée que sur la base d'un sous-ensemble de la population.

C H A P I T R E    7  
C O N C L U S I O N S  
E T    R E C O M M A N D A T I O N S

---

L'évaluation du comportement d'un système de réservoirs suite à la mise en oeuvre d'une politique d'exploitation, fournit des informations fondamentales pour les gestionnaires. Plusieurs critères d'évaluation sont fréquemment utilisés par les gestionnaires; ce sont notamment les revenus nets espérés, les risques de dépassement des niveaux ou des débits maximaux et minimaux acceptables et les risques de ne pas satisfaire la demande en énergie.

L'évaluation de ces caractéristiques est utile à deux fins:

- 1) choisir une politique normale d'exploitation présentant un compromis satisfaisant entre les revenus économiques et les risques de défaillance.
  
- 2) déterminer, au début d'une période d'exploitation, si la politique normale doit être suivie. Celle-ci le sera si les risques encourus par son application demeurent tolérables.



Dans ce travail, une méthodologie de gestion est proposée; elle consiste à dériver une politique normale d'exploitation, à l'évaluer selon les divers critères établis et à réaliser des analyses de sensibilité des risques et des bénéfices à des variations dans les divers paramètres. Cette approche permet d'obtenir une politique d'exploitation qui maximise les bénéfices nets, tout en gardant les risques de défaillance dans des limites tolérables.

Un modèle d'optimisation a aussi été mis au point afin de définir la politique normale d'exploitation. Il est basé sur une formulation de programmation dynamique stochastique, dans laquelle les apports naturels sont traités par l'intermédiaire de leurs fonctions de probabilité. La fonction économique maximise l'espérance mathématique des revenus de la vente de l'énergie produite, diminués des coûts de pénalité engendrés par les défaillances.

La politique dérivée par ce modèle représente un compromis entre les bénéfices économiques et les coûts de pénalité des défaillances; ce compromis peut impliquer des risques de défaillance importants qui peuvent être ajustés en modifiant les fonctions de pénalité. La politique normale d'exploitation est définie au début de chaque période en fonction des combinaisons d'états des réservoirs.

Ce modèle a été utilisé pour deux cas d'analyse. Le premier est un système constitué d'un seul réservoir; le second, un système de deux réservoirs en série. Dans les deux cas, les réservoirs sont dotés d'une usine hydroélectrique. Les résultats obtenus sont des plus intéressants et les caractéristiques de chaque politique s'expliquent aisément; le modèle de PDS a donc été jugé adéquat pour déterminer la politique normale d'exploitation.

L'évaluation de ces politiques a été réalisée par simulation stochastique. Il s'agit de produire des apports synthétiques à chacun des réservoirs pour chacune des périodes de l'horizon considéré, d'exploiter le système selon la politique normale et de comptabiliser les caractéristiques des bénéfices et des défaillances observés. Les résultats de plusieurs séries d'apports permettent d'estimer les risques de défaillance et les revenus nets.

Le modèle de simulation stochastique mis au point estime les risques des divers types de défaillance pour les conditions observées au début d'une période donnée et au début des périodes futures pour chacun des états possibles du système. Les résultats de l'évaluation sont présentés par des tableaux; les uns présentent les probabilités d'atteinte d'un niveau dans les réservoirs et les autres

sont des tableaux évolutifs des risques encourus. Des statistiques sur les défaillances et sur les revenus sont aussi produites. Ce sont toutes ces informations qu'un gestionnaire étudie afin de prendre une décision. Il est d'ailleurs nécessaire de pondérer l'importance d'un risque par la probabilité que le niveau (l'état) soit atteint.

Deux analyses de sensibilité des résultats à des variations dans divers paramètres ont été réalisées: l'une pour le prix de vente de l'énergie et l'autre pour les pénalités causées par le dépassement du niveau maximal acceptable. Ces analyses procèdent en deux étapes: l'obtention d'une nouvelle politique normale et l'évaluation des critères suite à sa mise en oeuvre. Une augmentation du coût des pénalités des dépassements du niveau maximal acceptable tend à réduire ce risque; mais tel qu'attendu, cette diminution n'est pas constante d'une période à une autre, ni d'un niveau à un autre. Les variations du prix de vente de l'énergie électrique effectuées, ont peu d'influence sur la politique dérivée et sur les risques des divers types de défaillance. Ces analyses fournissent des informations fondamentales pour bien comprendre le comportement du système et orienter les décisions des gestionnaires.

L'influence de la corrélation temporelle entre les

apports de deux périodes consécutives sur les valeurs des caractéristiques estimées a été étudiée. Dans le modèle d'optimisation les apports sont supposés indépendants. Par simulation stochastique, la pertinence de cette hypothèse a été évaluée. Les résultats obtenus pour le système à un seul réservoir montrent que la différence entre les caractéristiques estimées devient significative pour des corrélations temporelles élevées. La mémoire du phénomène cause une augmentation des risques amplifiant, lorsque'elles sont positives, la tendance des périodes précédentes. Cette observation doit être pondérée selon le type de défaillance considéré et selon la grandeur de la moyenne et l'écart-type des apports naturels de la période.

Finalement, l'influence du nombre de passages par un état donné sur les caractéristiques estimées a été analysée. Plus ce nombre est grand, plus la fiabilité de l'estimé est grande, les variations dues à l'échantillonnage des apports étant diminuées. Pour l'exemple étudié, ces variations disparaissent à toute fin pratique, lorsque le nombre de passages par un état est égal ou supérieur à 200.

Ce projet constitue une première étape dans l'établissement des outils de gestion des risques occasionnés lors

de l'exploitation d'un système hydrique. Les avenues de travail sont nombreuses; elles se regroupent en deux classes principales. La première a pour but la poursuite des études amorcées dans ce travail afin de développer des règles opérationnelles; la seconde regroupe d'autres développements envisagés afin de mettre au point les méthodes d'évaluation, de prise de décision et de révision de la politique normale à court terme.

**1) Activités pour la poursuite des études amorcées:**

- Poursuite des évaluations, dans les deux cas étudiés, pour d'autres conditions initiales.
- Poursuite des analyses de cas pour évaluer des politiques normales produites.
- Implantation d'un modèle plus sophistiqué comme celui développé par Curry et Bras [1978], pour la production des débits synthétiques.
- ✓ - Études sur la division en états des réservoirs, de façon à garder le même volume à chacun des niveaux des zones atteintes plus fréquemment.
- ✓ - Études sur la sensibilité du système à des variations

prédéfinies des divers paramètres.

- Détermination du nombre de simulations requises pour obtenir une approximation adéquate des critères établis.
- Établissement d'intervalles de confiance sur les divers critères évalués.

## 2) Autres développements envisagés:

- ✓ - Étude sur l'application des méthodes multicritères pour la prise de décision, en vue de choisir une politique normale d'exploitation et de juger si un niveau de risque donné est tolérable.
- Développement d'une méthodologie de révision à court terme de la politique normale pour des systèmes à plusieurs réservoirs.
- Étude pour l'adaptation du modèle de programmation dynamique stochastique à des systèmes à plus de deux réservoirs. Cette adaptation peut être basée sur la décomposition hiérarchique du système en plusieurs sous-problèmes.

Ce travail a été consacré à l'évaluation du risque de

divers types de défaillance lors de l'exploitation d'un système de réservoirs. Ceci constitue un préalable à la gestion du risque des systèmes hydriques, visant une utilisation plus rationnelle d'une ressource limitée et fragile: la ressource hydrique.

R É F É R E N C E S  
B I B L I O G R A P H I Q U E S

---

- Askew, Arthur J., Optimum reservoir operating policies and the imposition of a reliability constraint, Water Resources Res., Vol. 10, num. 1, 51-56, February 1974.
  
- Béchar, D. The Ottawa River Regulation Modelling System, proceedings of the International Symposium on Real-Time Operation of Hydrosystems. Waterloo, June 1981.
  
- Becker, L. et William W-G. Yeh, Optimisation of real-time operation of multiple-reservoir system, Water Resources Res., vol.10, num.6, 1107-1112, 1974.
  
- Bellman, R. E., Dynamic Programming, Princeton University Press, N. J., 1957.
  
- Butcher, William S., Stochastic dynamic programming for optimum reservoir operation, Water Resources Bull., vol. 7, num.1, 115-123, February 1971.



- Chu, W.S. et W. W-G. Yeh. A nonlinear programming algorithm for real-time hourly reservoir operations. Water Resources Bull., vol.14, num.5, 1048-1063, 1978.
- Curry, Kevin et Rafael L. Bras. Theory and applications of the multivariate broken line, disaggregation and monthly autoregressive streamflow generators to the Nile River, Massachusetts Institute of Technology, 1978.
- Divi, R, Nonlinear programming applied to the optimal operation of a hydroelectric power system. Thenth international symposium of the Mathematical Programming Society. Montréal, 1979.
- Haan, Charles T., Statistical Methods in Hydrology. The Iowa State University Press / Ames, 1977.
- Haimes, Yacov Y. Hierarchical analyses of water resources systems. McGraw Hill, 1977.
- Houck, Mark H. et Jared L. Cohon, Sequential explicitly stochastic linear programming model. A proposed method for design and management of multipurpose reservoir systems, Water Resources Res., vol.14, num.2, 161-169, April 1978.

- Lee, E.S. et S. Waziruddin. Applying gradient projection and conjugate gradient to the optimum operation of reservoirs. Water Resources Bull., vol. 6, num. 5, 1970.
- Loucks, Daniel P., Jery R. Stedinger et Douglas Haith, Water resource systems planning and analysis, Prentice-Hall 1981.
- Mawer, P. A. et D. Thorn, Improved dynamic programming procedures and their practical application to water resource systems, Water Resources Res., vol.10, num.2, 183-190, April 1974.
- Rosenthal, R. E. A nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system, Operations Research, vol. 29, num. 4, 763-786, 1981.
- Roy, B. et P. Bertier. La méthode ELECTRE II, une application au média-planning. M. Ross, ed. North-Holland Publishing Company, 1973.
- Simonovic, S. et M.A. Mariño, Reliability programming in reservoir management, one single multipurpose reservoir, Water Resources Res. vol. 16, num. 5, 844-848, 1980.

- Takeuchi, Kuniyoshi et David H. Moreau, Optimal control of multiunit interbasin water resource systems, Water Resources Res., vol. 10, num.3, 407-414, June 1974.
- Tremblay, Michel, Guy Leclerc et Jean-Claude Rassam, La gestion du risque dans l'exploitation de systèmes hydriques, papier présenté dans la 8ième Conférence Canadienne sur l'Hydrotechnique, 1987.
- Tremblay, Michel, La gestion du risque dans l'exploitation de systèmes hydriques. Thèse de doctorat, Ecole Polytechnique de Montréal, (à paraître).
- Turgeon, André, Optimal short-term hydro scheduling from the principle of progressive optimality, Water Resources Res., vol.17, num. 3, 481-486, June 1981.
- Yeh, Wiliam W-G. Reservoir management and operations models: a state-of-the-art review. Water Resources Res., vol. 21, num.12, 1797-1818, 1985.

**ANNEXE 1**

POLITIQUE NORMALE D'EXPLOITATION

ET SIMULATION ORIGINALES.

(cas à un réservoir)

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

---

NIVEAU	P E R I O D E											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
488.00	600	540	600	840	1200	1200	840	750	720	750	690	660
486.00	270	480	510	510	960	1080	540	450	420	360	330	300
485.00	300	360	480	510	870	870	330	240	210	180	210	270
484.00	300	270	480	510	660	660	120	120	150	180	210	270
483.00	300	270	300	480	510	510	90	120	150	180	240	270
482.00	300	270	210	480	480	420	90	120	150	180	240	270
480.00	150	270	240	210	240	120	120	120	150	180	180	150
478.00	60	60	90	150	150	120	90	120	150	90	120	90
476.00	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0

PROBABILITE D'ATTEINTE D'UN ETAT

NIVEAU

502.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
499.00	0.00	0.00	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
497.50	0.00	0.00	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
497.00	0.00	0.00	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
496.50	0.00	0.00	1.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
496.00	0.00	0.02	2.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
495.75	0.00	0.04	2.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
495.50	0.00	0.14	3.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
495.25	0.00	0.24	4.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
495.00	0.00	0.44	4.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
494.75	0.00	0.66	5.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
494.50	0.00	1.19	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
494.25	0.00	1.74	7.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
494.00	0.00	2.50	7.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
493.75	0.00	3.46	7.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
493.50	0.00	4.60	7.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
493.25	0.00	5.84	6.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
493.00	0.00	6.86	5.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
492.75	0.00	7.92	4.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
492.50	0.00	8.52	3.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
492.25	0.00	8.86	4.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
492.00	0.00	12.96	3.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
491.50	0.00	15.52	3.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
491.00	0.00	9.92	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
490.50	10.00	5.54	0.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
490.00	0.00	2.60	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.50	0.00	1.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.00	0.00	0.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
452.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

5 ----- 6 ----- 7 ----- 8 ----- 9 ----- 10 ----- 11 ----- 12 ----- 1 ----- 2 ----- 3 ----- 4

PERIODE

RISQUE DE DEPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE

NIVEAU

502.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
489.00	0.00	0.00	33.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.50	0.00	0.00	12.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.00	0.00	0.00	11.63	14.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.50	0.00	0.00	5.68	3.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.00	0.00	0.00	4.58	4.85	1.04	2.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.75	0.00	0.00	5.67	4.22	4.42	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50	0.00	14.29	3.31	6.08	11.96	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.25	0.00	33.33	8.42	5.19	2.60	0.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	22.73	6.12	3.67	2.84	0.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.75	0.00	18.18	4.55	3.35	1.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50	0.00	11.96	8.75	3.05	0.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.25	0.00	12.64	5.37	2.36	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00	0.00	13.60	8.74	1.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.75	0.00	17.34	2.17	1.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50	0.00	13.04	3.79	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.25	0.00	14.04	4.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	0.00	10.20	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.75	0.00	9.34	1.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50	0.00	7.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.25	0.00	8.13	1.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00	0.00	5.44	0.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50	0.00	7.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.00	0.00	5.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.50	8.43	4.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.00	0.00	2.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.50	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
462.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

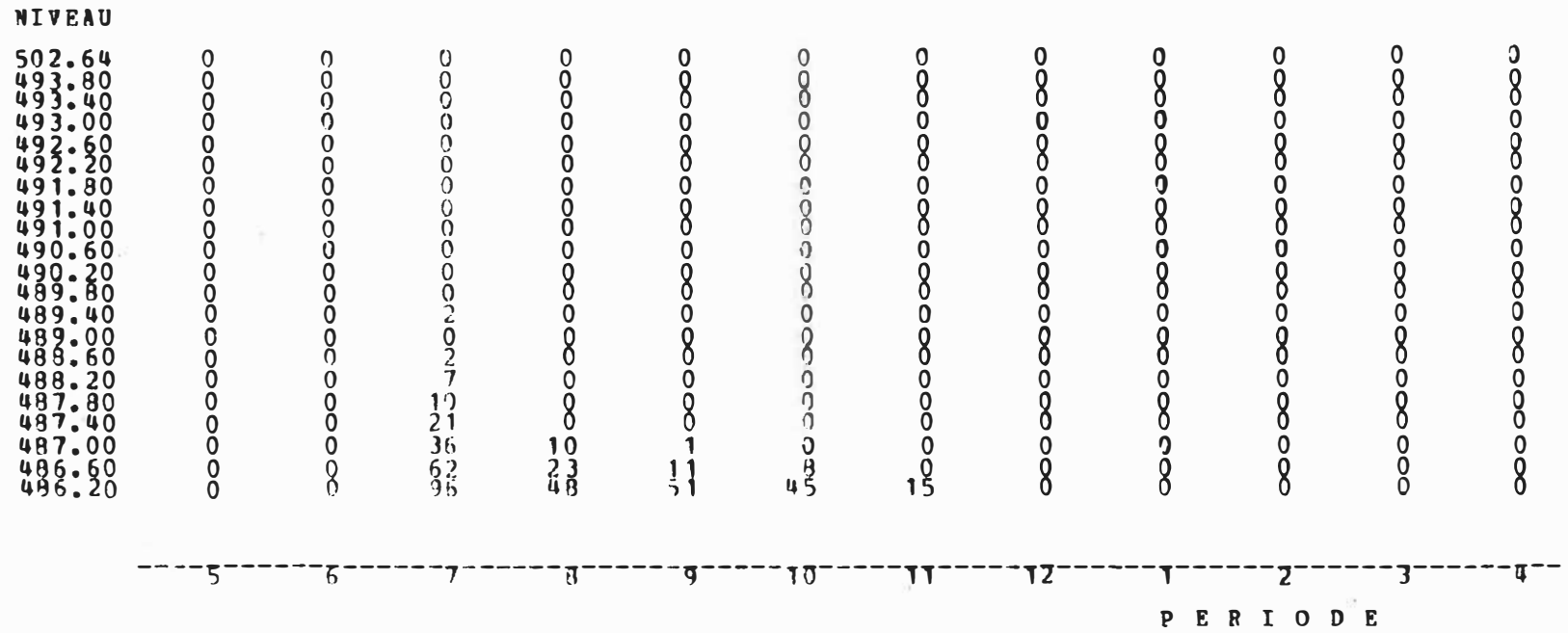
-----5-----6-----7-----8-----9-----10-----11-----12-----1-----2-----3-----4-----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.0	4.7	1.6	1.3	1.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

HISTOGRAMMES DES DEPASSEMENTS DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE :





RISQUE DE DEPASSEMENT DU NIVEAU MINIMAL ACCEPTABLE

NIVEAU

502.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
498.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.00	0.00	0.20	0.00	0.00	3.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.50	0.02	0.00	0.00	0.00	50.00	20.00	33.33	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.00	0.00	0.00	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50.00	50.00	10.00	0.00
479.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
462.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

----- 5 ----- 5 ----- 7 ----- 8 ----- 9 ----- 10 ----- 11 ----- 12 ----- 1 ----- 2 ----- 3 ----- 4 -----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

RISQUE DE DEPASSEMENT DU DEBIT MAXIMAL ACCEPTABLE

NIVEAU

502.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
488.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.00	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.75	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.50	0.00	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
462.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

----- 5 ----- 6 ----- 7 ----- 8 ----- 9 ----- 10 ----- 11 ----- 12 ----- 1 ----- 2 ----- 3 ----- 4 -----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

RISQUE DE MANQUE DE PRODUCTION ELECTRIQUE

NIVEAU

502.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
488.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	0.00	0.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.75	0.00	3.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50	0.00	1.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.25	0.00	1.15	0.00	0.00	0.00	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00	0.00	1.60	0.00	0.00	0.30	0.00	0.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.75	0.00	1.16	0.27	1.24	0.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50	0.00	1.30	0.27	0.00	2.11	2.90	0.00	0.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.25	0.00	0.58	0.59	1.52	1.60	4.17	0.00	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	0.00	0.87	1.25	1.89	4.09	19.74	16.67	1.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.75	0.00	1.52	0.37	8.90	24.00	37.25	42.31	28.33	11.27	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50	0.00	2.42	1.34	10.20	25.42	45.15	55.66	28.33	28.33	0.00	0.00	0.00	0.00
482.25	0.00	2.93	5.32	11.69	59.38	63.00	91.67	69.77	29.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00	0.00	2.31	5.32	37.33	41.67	83.89	95.65	96.97	29.35	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50	0.00	3.53	17.99	50.91	77.78	103.00	100.00	100.00	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00
481.00	0.00	2.32	31.11	67.74	100.00	187.50	100.00	100.00	100.00	100.00	11.29	0.00	0.00
480.50	2.56	4.26	36.76	75.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	79.63	0.00	0.00
480.00	0.00	6.15	52.94	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	19.47	0.00
479.50	0.00	5.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	92.68	0.00
479.00	0.00	18.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	91.82
478.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
462.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

----- 5 ----- 6 ----- 7 ----- 8 ----- 9 ----- 10 ----- 11 ----- 12 ----- 1 ----- 2 ----- 3 ----- 4 -----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.2	2.4	0.1	0.3	1.4

STATISTIQUES DES DEPASSEMENTS DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (M)	ECART-TYPE (M)	MAXIMUM (M)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	0.	0.00	0.00	0.00
7	236.	486.55	0.46	488.93
8	91.	486.31	0.19	486.90
9	63.	486.18	0.14	486.68
10	53.	486.18	0.12	486.59
11	15.	486.10	0.08	486.30
12	0.	0.00	0.00	0.00
1	0.	0.00	0.00	0.00
2	0.	0.00	0.00	0.00
3	0.	0.00	0.00	0.00
4	0.	0.00	0.00	0.00

STATISTIQUES DES DEPASSEMENTS DU NIVEAU MINIMAL ACCEPTABLE

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (M)	ECART-TYPE (M)	MAXIMUM (M)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	0.	0.00	0.00	0.00
7	0.	0.00	0.00	0.00
8	0.	0.00	0.00	0.00
9	0.	0.00	0.00	0.00
10	0.	0.00	0.00	0.00
11	0.	0.00	0.00	0.00
12	0.	0.00	0.00	0.00
1	0.	0.00	0.00	0.00
2	0.	0.00	0.00	0.00
3	0.	0.00	0.00	0.00
4	0.	0.00	0.00	0.00

STATISTIQUES DES DEPASSEMENTS DU DEBIT MAXIMAL ACCEPTABLE

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (M)	ECART-TYPE (M)	MAXIMUM (M)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	10.	997.77	36.40	1076.34
7	0.	0.00	0.00	0.00
8	0.	0.00	0.00	0.00
9	0.	0.00	0.00	0.00
10	0.	0.00	0.00	0.00
11	0.	0.00	0.00	0.00
12	0.	0.00	0.00	0.00
1	0.	0.00	0.00	0.00
2	0.	0.00	0.00	0.00
3	0.	0.00	0.00	0.00
4	0.	0.00	0.00	0.00

STATISTIQUES DES MANQUES DE PRODUCTION ELECTRIQUE

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (%)	ECART-TYPE (%)	MAXIMUM (%)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	0.	0.00	0.00	0.00
7	0.	0.00	0.00	0.00
8	0.	0.00	0.00	0.00
9	0.	0.00	0.00	0.00
10	1.	8.46	0.00	8.46
11	10.	7.18	7.62	24.99
12	61.	11.76	11.37	53.09
1	120.	12.24	11.56	60.33
2	3.	11.34	11.77	24.36
3	41.	8.85	7.76	30.86
4	68.	4.68	3.53	14.30

STATISTIQUES DES PROFITS PAR PERIODE

PERIODE	PROFIT MOYEN (X 10**6 \$)	ECART-TYPE (X 10**6 \$)	MAXIMUM	MINIMUM
5	8.360	0.075	8.613	8.150
6	8.731	18.131	14.872	-386.562
7	4.953	6.092	15.169	-54.213
8	5.361	4.476	15.040	-39.253
9	5.797	3.913	15.004	-37.395
10	5.827	2.132	14.232	-30.153
11	6.619	0.893	11.447	-12.995
12	7.755	1.530	8.865	-29.572
1	8.338	2.245	8.817	-37.154
2	7.682	0.374	10.144	-11.887
3	6.819	1.484	12.348	-16.455
4	10.724	2.668	13.443	-17.981



STATISTIQUES DES PROFITS (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

PROFIT MOYEN	(X 10**6 \$)	:	86.965
ECART-TYPE	(X 10**6 \$)	:	20.728
MAXIMUM	(X 10**6 \$)	:	120.486
MINIMUM	(X 10**6 \$)	:	-321.982

STATISTIQUES DES PENALITES (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

	MOYENNE	NOMBRE
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE	4.324	448.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MINIMAL ACCEPTABLE	0.002	0.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU DEBIT MAXIMAL ACCEPTABLE	0.008	10.
PENALITE POUR MANQUE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE	0.604	304.

**ANNEXE 2**

**ANALYSE DE SENSIBILITÉ.**

**DEUXIÈME FONCTION DE PÉNALITÉ POUR**

**DÉPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE.**

**(cas à un réservoir)**

P O L I T I Q U E .    D '    E X P L O I T A T I O N

---

NIVEAU	1	2	3	4	P	E	R	I	O	D	E	10	11	12
488.00	600	540	600	840	1200	1200	840	840	810	750	690	660		
486.00	300	480	510	510	960	1080	540	450	420	360	330	300		
485.00	300	390	480	510	930	900	330	240	210	210	210	270		
484.00	300	270	480	510	750	810	120	120	150	180	210	270		
483.00	300	270	330	480	540	510	90	120	150	180	240	270		
482.00	300	270	210	480	510	420	90	120	150	180	240	270		
480.00	150	270	240	210	240	120	120	120	150	180	180	150		
478.00	60	60	90	150	150	120	90	120	150	90	120	90		
476.00	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0		



RISQUE DE DEPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE

NIVEAU

502.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
488.00	0.00	0.00	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.50	0.00	0.00	9.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.00	0.00	0.00	5.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.50	0.00	0.00	5.56	3.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.00	0.00	0.00	4.46	5.21	1.12	2.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.75	0.00	0.00	0.00	5.08	4.52	0.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50	0.00	14.29	3.55	5.20	1.71	0.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.25	0.00	36.36	7.65	4.45	2.14	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	10.53	6.90	7.76	3.85	0.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.75	0.00	16.13	4.51	3.79	2.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50	0.00	3.64	8.41	2.42	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.25	0.00	6.10	4.64	2.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00	0.00	7.56	6.83	1.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.75	0.00	12.12	3.43	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50	0.00	8.18	3.43	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.25	0.00	10.56	3.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	0.00	10.68	1.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.75	0.00	9.02	1.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50	0.00	8.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.25	0.00	8.39	1.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00	0.00	4.63	0.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50	0.00	7.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.00	0.00	5.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.50	7.30	3.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.00	0.00	2.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.50	0.00	1.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
462.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

----- 5 ----- 6 ----- 7 ----- 8 ----- 9 ----- 10 ----- 11 ----- 12 ----- 1 ----- 2 ----- 3 ----- 4 -----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.0	3.8	1.5	1.2	1.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

RISQUE DE MANOUF DE PRODUCTION ELECTRIQUE

NIVEAU

502.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
498.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.75	0.00	3.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50	0.00	1.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.25	0.00	3.66	0.00	0.00	0.00	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00	0.00	4.20	0.00	0.00	0.00	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.75	0.00	3.03	0.00	1.20	0.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50	0.00	2.27	0.00	0.65	1.30	2.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.25	0.00	0.70	0.00	1.45	7.50	2.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	0.00	1.19	0.00	2.86	8.62	2.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.75	0.00	1.55	0.00	8.15	20.51	32.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50	0.00	2.36	1.22	11.11	28.57	42.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.25	0.00	2.04	6.31	7.59	54.05	72.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00	0.00	2.78	5.48	34.78	43.24	82.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50	0.00	3.65	19.37	51.67	76.32	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.00	0.00	2.93	25.25	64.52	80.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.50	2.78	4.42	53.66	80.00	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.00	0.00	5.71	60.00	100.00	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.50	0.00	5.45	100.00	100.00	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.00	0.00	16.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
462.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

----- 5 ----- 6 ----- 7 ----- 8 ----- 9 ----- 10 ----- 11 ----- 12 ----- 1 ----- 2 ----- 3 ----- 4 -----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.2	2.6	0.1	1.0	1.6

STATISTIQUES DES DEPASSEMENTS DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (M)	ECART-TYPE (M)	MAXIMUM (M)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	0.	0.00	0.00	0.00
7	189.	486.53	0.44	488.83
8	75.	486.32	0.18	486.90
9	58.	486.18	0.13	486.68
10	52.	486.18	0.12	486.59
11	8.	486.06	0.06	486.19
12	0.	0.00	0.00	0.00
1	0.	0.00	0.00	0.00
2	0.	0.00	0.00	0.00
3	0.	0.00	0.00	0.00
4	0.	0.00	0.00	0.00

STATISTIQUES DES MANQUES DE PRODUCTION ELECTRIQUE

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (%)	ECART-TYPE (%)	MAXIMUM (%)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	0.	0.00	0.00	0.00
7	0.	0.00	0.00	0.00
8	0.	0.00	0.00	0.00
9	0.	0.00	0.00	0.00
10	1.	8.72	0.00	8.72
11	12.	7.55	6.87	25.10
12	62.	13.29	11.63	53.16
1	129.	12.86	11.77	60.41
2	4.	10.76	9.64	24.53
3	48.	9.64	7.93	30.95
4	78.	4.61	3.53	14.39



STATISTIQUES DES PROFITS PAR PERIODE

PERIODE	PROFIT MOYEN (X 10**6 \$)	ECART-TYPE (X 10**6 \$)	MAXIMUM	MINIMUM
5	8.567	0.077	8.826	8.351
6	9.302	15.312	14.865	-386.667
7	4.721	5.859	15.163	-54.294
8	5.306	4.362	15.070	-39.322
9	5.760	3.883	14.989	-37.393
10	6.292	1.767	14.232	-27.055
11	6.492	0.819	10.885	-13.053
12	7.724	1.635	8.802	-29.647
1	8.298	2.381	8.869	-37.242
2	7.671	0.408	10.537	-11.982
3	6.938	1.678	12.083	-16.505
4	10.374	2.643	13.410	-18.004

STATISTIQUES DES PROFITS (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

PROFIT MOYEN	(X 10**6 \$)	:	87.445
ECART-TYPE	(X 10**6 \$)	:	18.768
MAXIMUM	(X 10**6 \$)	:	120.639
MINIMUM	(X 10**6 \$)	:	-321.639

STATISTIQUES DES PENALITES (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

	MOYENNE	NOMBRE
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE	3.517	382.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MINIMAL ACCEPTABLE	0.002	0.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU DEBIT MAXIMAL ACCEPTABLE	0.010	12.
PENALITE POUR MANQUE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE	0.676	334.

**ANNEXE 3**

ANALYSE DE SENSIBILITÉ.

TROISIÈME FONCTION DE PÉNALITÉ POUR

DÉPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE.

(cas à un réservoir)

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

---

NIVEAU	P E R I O D E											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
488.00	600	540	600	840	1200	1200	840	750	720	750	690	660
486.00	270	480	510	510	960	1090	540	450	420	360	330	300
485.00	300	390	480	510	870	930	330	240	210	180	210	270
484.00	300	270	480	510	660	810	120	120	150	180	210	270
483.00	300	270	300	480	510	540	90	120	150	180	240	270
482.00	300	270	210	480	510	420	90	120	150	180	240	270
480.00	150	270	240	210	240	120	120	120	150	180	190	150
478.00	60	60	90	150	150	120	90	120	150	90	120	90
476.00	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0



RISQUE DE DEPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE

NIVEAU

502.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
488.00	0.00	0.00	33.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.50	0.00	0.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.00	0.00	0.00	13.33	16.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.50	0.00	0.00	5.71	3.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	0.00	3.96	5.21	2.25	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.75	0.00	0.00	3.81	3.45	4.05	1.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50	0.00	14.29	5.93	5.60	1.73	3.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.25	0.00	27.27	5.56	4.72	2.50	2.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	14.53	7.24	4.46	3.06	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.75	0.00	12.90	4.85	3.65	1.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50	0.00	1.32	7.77	2.43	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.25	0.00	6.10	6.03	2.31	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00	0.00	7.56	6.32	1.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.75	0.00	11.52	4.49	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50	0.00	7.27	3.74	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.25	0.00	9.51	3.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	0.00	8.61	0.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.75	0.00	7.73	1.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50	0.00	8.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.25	0.00	8.15	1.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00	0.00	4.78	0.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50	0.00	7.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.00	0.00	5.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.50	6.94	3.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.00	0.00	2.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.50	0.00	1.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
462.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

-----5-----6-----7-----8-----9-----10-----11-----12-----1-----2-----3-----4-----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.0	3.4	1.4	1.2	1.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0



STATISTIQUES DES DEPASSEMENTS DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (M)	ECART-TYPE (M)	MAXIMUM (M)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	0.	0.00	0.00	0.00
7	170.	486.52	0.43	488.77
8	72.	486.32	0.18	486.87
9	58.	486.19	0.13	486.68
10	51.	486.19	0.11	486.59
11	15.	486.10	0.09	486.30
12	0.	0.00	0.00	0.00
1	0.	0.00	0.00	0.00
2	0.	0.00	0.00	0.00
3	0.	0.00	0.00	0.00
4	0.	0.00	0.00	0.00



STATISTIQUES DES MANQUES DE PRODUCTION ELECTRIQUE

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (%)	ECART-TYPE (%)	MAXIMUM (%)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	0.	0.00	0.00	0.00
7	0.	0.00	0.00	0.00
8	0.	0.00	0.00	0.00
9	0.	0.00	0.00	0.00
10	1.	8.72	0.00	8.72
11	14.	6.68	6.79	25.10
12	66.	13.03	11.62	53.16
1	140.	12.44	11.72	60.41
2	4.	10.77	9.63	24.53
3	51.	8.59	7.79	30.95
4	80.	4.69	3.55	14.41

STATISTIQUES DES PROFITS PAR PERIODE

PERIODE	PROFIT MOYEN (X 10**6 \$)	ECART-TYPE (X 10**6 \$)	MAXIMUM	MINIMUM
5	8.567	0.077	8.826	8.351
6	9.622	14.393	14.848	-386.396
7	4.626	5.746	15.173	-54.294
8	5.261	4.344	15.040	-39.322
9	5.747	3.854	15.004	-37.392
10	5.809	2.124	14.232	-30.153
11	6.608	0.923	11.447	-13.053
12	7.729	1.670	8.862	-29.647
1	8.281	2.439	8.817	-37.242
2	7.683	0.423	10.891	-11.982
3	6.778	1.548	11.899	-16.505
4	10.630	2.779	13.443	-18.004

STATISTIQUES DES PROFITS (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

PROFIT MOYEN (X 10**6 \$)	:	87.342
ECART-TYPE (X 10**6 \$)	:	18.127
MAXIMUM (X 10**6 \$)	:	120.475
MINIMUM (X 10**6 \$)	:	-320.449

STATISTIQUES DES PENALITES (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

	MOYENNE	NOMBRE
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE	3.292	366.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MINIMAL ACCEPTABLE	0.002	0.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU DEBIT MAXIMAL ACCEPTABLE	0.014	21.
PENALITE POUR MANQUE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE	0.714	356.

**ANNEXE 4**

**ANALYSE DE SENSIBILITÉ.**

**DEUXIÈME PRIX DE**

**VENTE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE.**

**(cas à un réservoir)**

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

---

NIVEAU	P E R I O D E											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
488.00	600	540	600	810	1200	1200	840	750	720	690	690	660
486.00	270	480	510	510	960	1080	540	450	420	360	330	300
485.00	300	360	480	510	870	870	330	240	210	180	210	270
484.00	300	270	480	510	660	660	120	120	150	180	210	270
483.00	300	270	300	480	510	510	90	120	150	180	240	270
482.00	300	270	210	480	480	420	90	120	150	180	240	270
480.00	150	270	240	210	240	120	120	120	150	180	180	150
478.00	60	60	90	150	150	120	90	120	150	90	120	90
476.00	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0



STATISTIQUES DES PROFITS PAR PERIODE

PERIODE	PROFIT MOYEN (X 10**6 \$)	ECART-TYPE (X 10**6 \$)	MAXIMUM	MINIMUM
5	10.032	0.090	10.335	9.779
5	11.040	19.186	17.846	-383.874
7	6.069	6.584	18.203	-52.839
8	6.520	4.771	18.048	-37.588
9	7.029	4.099	18.005	-36.008
10	7.010	2.279	16.449	-28.756
11	7.947	1.032	13.737	-12.095
12	9.332	1.567	10.638	-28.869
1	10.059	2.303	10.501	-36.519
2	9.219	0.400	12.173	-10.828
3	8.199	1.654	14.817	-15.660
4	12.890	3.096	16.132	-17.119

STATISTIQUES DES PROFITS (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

PROFIT MOYEN	(X 10**6 \$)	:	105.345
ECART-TYPE	(X 10**6 \$)	::	21.346
MAXIMUM	(X 10**6 \$)	:::	144.583
MINIMUM	(X 10**6 \$)	:::	-298.779

STATISTIQUES DES PENALITES (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

	MOYENNE	NOMBRE
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE	4.324	448.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MINIMAL ACCEPTABLE	0.002	0.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU DEBIT MAXIMAL ACCEPTABLE	0.008	10.
PENALITE POUR MANQUE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE	0.604	304.



**ANNEXE 5**

**ANALYSE DE SENSIBILITÉ.**

**TROISIÈME PRIX DE**

**VENTE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE.**

**(cas à un réservoir)**

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

---

NIVEAU	P E R I O D E											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
488.00	600	540	600	840	1200	1200	840	840	720	750	690	660
485.00	270	480	510	510	960	1080	540	450	420	360	330	300
485.00	300	360	480	510	870	900	330	240	210	180	210	270
484.00	300	270	480	510	660	690	120	120	150	180	210	270
483.00	300	270	390	480	510	510	90	120	150	180	240	270
482.00	300	270	210	480	480	420	90	120	150	180	240	270
480.00	150	270	240	210	240	120	120	120	150	180	180	150
478.00	60	60	90	150	150	120	90	120	150	90	120	90
476.00	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0



STATISTIQUES DES PROFITS PAR PERIODE

PERIODE	PROFIT MOYEN (X 10**5 \$)	ECART-TYPE (X 10**6 \$)	MAXIMUM	MINIMUM
5	6.698	0.060	6.890	6.520
6	6.612	17.075	11.895	-389.249
7	3.814	5.571	12.135	-55.588
8	4.203	4.183	12.056	-41.260
9	4.555	3.756	12.004	-38.782
10	4.639	1.998	11.385	-31.551
11	5.291	0.763	9.158	-13.896
12	6.174	1.511	7.092	-30.276
1	6.612	2.207	7.054	-37.789
2	6.144	0.350	8.116	-12.946
3	5.437	1.333	9.878	-17.250
4	8.549	2.263	10.755	-18.843

STATISTIQUES DES PROFITS (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

PROFIT MOYEN	(X 10**6 \$)	:	68.718
ECART-TYPE	(X 10**6 \$)	:	19.474
MAXIMUM	(X 10**6 \$)	:	96.388
MINIMUM	(X 10**6 \$)	:	-345.543

STATISTIQUES DES PENALITES (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE)

	MOYENNE	NOMBRE
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE	4.090	431.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU NIVEAU MINIMAL ACCEPTABLE	0.002	0.
PENALITE POUR DEPASSEMENT DU DEBIT MAXIMAL ACCEPTABLE	0.011	14.
PENALITE POUR MANQUE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE	0.614	307.

**ANNEXE 6**

POLITIQUE NORMALE D'EXPLOITATION

ET SIMULATION ORIGINALES.

(cas à deux réservoirs en série)

P O L I T I O U E   D '   E X P L O I T A T I O N

R E S E R V O I R   # 1

PERIODE : 12

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	120.0	300.0	360.0	360.0	360.0	420.0	480.0	1020.0
354.00	0.0	120.0	180.0	360.0	360.0	360.0	480.0	480.0	1020.0
356.00	0.0	120.0	360.0	360.0	360.0	360.0	480.0	480.0	1020.0
357.00	0.0	120.0	300.0	360.0	360.0	360.0	480.0	480.0	1020.0
358.00	0.0	50.0	240.0	120.0	360.0	420.0	480.0	480.0	1020.0
359.00	0.0	60.0	180.0	120.0	360.0	420.0	480.0	480.0	1020.0
360.00	0.0	60.0	180.0	180.0	300.0	480.0	480.0	480.0	1020.0
361.00	0.0	60.0	120.0	120.0	240.0	480.0	480.0	480.0	1020.0
362.00	0.0	60.0	120.0	180.0	180.0	300.0	360.0	420.0	1020.0
364.00	0.0	0.0	120.0	60.0	60.0	60.0	60.0	300.0	840.0

PERIODE : 11

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	489.0
351.00	0.0	180.0	300.0	360.0	300.0	300.0	360.0	480.0	1080.0
354.00	0.0	120.0	180.0	300.0	300.0	300.0	300.0	480.0	1080.0
356.00	0.0	120.0	300.0	180.0	300.0	300.0	420.0	480.0	1080.0
357.00	0.0	120.0	300.0	180.0	300.0	300.0	480.0	480.0	1080.0
358.00	0.0	120.0	240.0	180.0	300.0	300.0	480.0	480.0	1080.0
359.00	0.0	60.0	180.0	180.0	300.0	300.0	480.0	480.0	1080.0
360.00	0.0	60.0	180.0	180.0	300.0	300.0	480.0	480.0	1080.0
361.00	0.0	60.0	180.0	180.0	240.0	300.0	480.0	480.0	1080.0
362.00	0.0	60.0	120.0	120.0	180.0	300.0	180.0	360.0	1080.0
364.00	0.0	0.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	300.0	780.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

-----  
R E S E R V O I R   #   1

PERIODE : 10

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	180.0	300.0	300.0	300.0	300.0	360.0	420.0	1140.0
354.00	0.0	120.0	240.0	240.0	240.0	240.0	240.0	480.0	1140.0
356.00	0.0	120.0	240.0	240.0	240.0	240.0	240.0	480.0	1140.0
357.00	0.0	120.0	240.0	240.0	240.0	240.0	240.0	480.0	1140.0
358.00	0.0	60.0	240.0	120.0	240.0	240.0	360.0	480.0	1140.0
359.00	0.0	60.0	240.0	180.0	240.0	240.0	240.0	480.0	1140.0
360.00	0.0	60.0	180.0	180.0	240.0	240.0	240.0	480.0	1140.0
361.00	0.0	60.0	120.0	180.0	180.0	180.0	420.0	480.0	1140.0
362.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	300.0	360.0	1140.0
364.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	60.0	360.0	780.0

PERIODE : 9

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	180.0	300.0	300.0	300.0	300.0	360.0	480.0	1200.0
354.00	0.0	120.0	240.0	240.0	180.0	240.0	240.0	480.0	1200.0
356.00	0.0	60.0	240.0	180.0	180.0	240.0	240.0	480.0	1200.0
357.00	0.0	60.0	240.0	180.0	180.0	240.0	240.0	480.0	1200.0
358.00	0.0	60.0	240.0	180.0	190.0	240.0	240.0	480.0	1080.0
359.00	0.0	50.0	240.0	180.0	190.0	240.0	240.0	480.0	1080.0
360.00	0.0	60.0	120.0	180.0	180.0	180.0	240.0	480.0	1080.0
361.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	300.0	480.0	1080.0
362.00	0.0	60.0	60.0	60.0	60.0	120.0	240.0	420.0	1080.0
364.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	420.0	780.0



P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

R E S E R V O I R   #   1

PERIODE : 8

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	180.0	240.0	300.0	300.0	360.0	360.0	480.0	1200.0
354.00	0.0	120.0	180.0	180.0	180.0	180.0	240.0	480.0	1200.0
356.00	0.0	60.0	180.0	180.0	180.0	180.0	240.0	480.0	1200.0
357.00	0.0	60.0	180.0	180.0	180.0	180.0	240.0	480.0	1200.0
358.00	0.0	0.0	180.0	120.0	180.0	180.0	240.0	480.0	1200.0
359.00	0.0	60.0	180.0	120.0	180.0	180.0	360.0	480.0	1200.0
360.00	0.0	60.0	180.0	120.0	180.0	180.0	300.0	480.0	1200.0
361.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	360.0	480.0	1200.0
362.00	0.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	240.0	480.0	1140.0
364.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	480.0	780.0

PERIODE : 7

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	180.0	300.0	300.0	300.0	300.0	360.0	540.0	1200.0
354.00	0.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	360.0	540.0	1200.0
356.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	360.0	540.0	1200.0
357.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	360.0	540.0	1200.0
358.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	360.0	540.0	1200.0
359.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	420.0	540.0	1200.0
360.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	420.0	540.0	1200.0
361.00	0.0	0.0	60.0	60.0	60.0	120.0	420.0	540.0	1200.0
362.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	300.0	540.0	1140.0
364.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	240.0	540.0	840.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

-----  
R E S E R V O I R   #   1

PERIODE : 6

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	180.0	180.0	300.0	420.0	600.0	900.0	1020.0	1200.0
354.00	0.0	180.0	180.0	300.0	480.0	600.0	900.0	1020.0	1200.0
356.00	0.0	180.0	180.0	300.0	480.0	600.0	900.0	1020.0	1200.0
357.00	0.0	60.0	180.0	300.0	420.0	500.0	900.0	1020.0	1200.0
358.00	0.0	60.0	180.0	300.0	480.0	600.0	660.0	1020.0	1200.0
359.00	0.0	60.0	120.0	300.0	480.0	600.0	660.0	1020.0	1200.0
360.00	0.0	60.0	0.0	300.0	360.0	600.0	660.0	1020.0	1200.0
361.00	0.0	0.0	0.0	120.0	300.0	600.0	660.0	1020.0	1200.0
362.00	0.0	0.0	0.0	60.0	300.0	600.0	660.0	960.0	1200.0
364.00	0.0	0.0	0.0	60.0	300.0	480.0	540.0	720.0	1200.0

PERIODE : 5

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESEPOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	240.0	240.0	480.0	480.0	540.0	960.0	1140.0	1200.0
354.00	0.0	180.0	180.0	480.0	480.0	540.0	960.0	1080.0	1200.0
356.00	0.0	120.0	180.0	480.0	480.0	540.0	780.0	1080.0	1200.0
357.00	0.0	120.0	120.0	480.0	480.0	540.0	780.0	1080.0	1200.0
358.00	0.0	0.0	120.0	480.0	480.0	540.0	780.0	1080.0	1200.0
359.00	0.0	0.0	120.0	480.0	480.0	540.0	780.0	1080.0	1200.0
360.00	0.0	0.0	120.0	360.0	480.0	540.0	780.0	1080.0	1200.0
361.00	0.0	0.0	60.0	360.0	480.0	540.0	780.0	1080.0	1200.0
362.00	0.0	0.0	0.0	360.0	480.0	540.0	780.0	840.0	1200.0
364.00	0.0	0.0	0.0	360.0	420.0	420.0	480.0	540.0	1200.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

R E S E R V O I R   #   1

PERIODE : 4

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	240.0	300.0	360.0	480.0	480.0	540.0	720.0	1140.0
354.00	0.0	180.0	240.0	240.0	480.0	480.0	540.0	720.0	1020.0
356.00	0.0	120.0	180.0	240.0	480.0	480.0	540.0	540.0	1020.0
357.00	0.0	60.0	120.0	240.0	480.0	480.0	480.0	540.0	1020.0
358.00	0.0	60.0	120.0	240.0	480.0	480.0	480.0	540.0	1020.0
359.00	0.0	60.0	180.0	180.0	420.0	480.0	480.0	540.0	1020.0
360.00	0.0	60.0	180.0	180.0	420.0	480.0	480.0	540.0	1020.0
361.00	0.0	60.0	180.0	180.0	420.0	480.0	480.0	540.0	1020.0
362.00	0.0	0.0	180.0	120.0	420.0	480.0	480.0	540.0	1020.0
364.00	0.0	0.0	0.0	120.0	420.0	480.0	480.0	540.0	960.0

PERIODE : 3

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	180.0	300.0	360.0	360.0	420.0	480.0	480.0	360.0
354.00	0.0	60.0	420.0	300.0	300.0	420.0	480.0	480.0	360.0
356.00	0.0	60.0	300.0	420.0	420.0	480.0	480.0	480.0	360.0
357.00	0.0	60.0	300.0	300.0	480.0	480.0	480.0	480.0	360.0
358.00	0.0	60.0	300.0	480.0	480.0	420.0	480.0	480.0	360.0
359.00	0.0	60.0	300.0	480.0	420.0	420.0	480.0	480.0	360.0
360.00	0.0	60.0	60.0	480.0	420.0	480.0	480.0	480.0	360.0
361.00	0.0	60.0	120.0	480.0	360.0	480.0	480.0	480.0	360.0
362.00	0.0	60.0	120.0	120.0	360.0	420.0	480.0	480.0	360.0
364.00	0.0	60.0	60.0	60.0	120.0	360.0	480.0	480.0	360.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

-----  
R E S E R V O I R   #   1

PERIODE : 2

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	120.0	360.0	360.0	360.0	360.0	480.0	480.0	900.0
354.00	0.0	60.0	420.0	360.0	360.0	480.0	480.0	480.0	900.0
356.00	0.0	60.0	420.0	360.0	360.0	480.0	480.0	480.0	900.0
357.00	0.0	60.0	420.0	360.0	480.0	480.0	480.0	480.0	900.0
358.00	0.0	60.0	360.0	430.0	480.0	480.0	480.0	480.0	900.0
359.00	0.0	60.0	300.0	430.0	430.0	480.0	480.0	480.0	900.0
360.00	0.0	60.0	240.0	480.0	490.0	420.0	480.0	480.0	900.0
361.00	0.0	60.0	120.0	430.0	420.0	420.0	480.0	480.0	900.0
362.00	0.0	60.0	120.0	360.0	360.0	420.0	420.0	480.0	900.0
364.00	0.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0	180.0	480.0	840.0

PERIODE : 1

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	120.0	300.0	360.0	360.0	360.0	480.0	480.0	960.0
354.00	0.0	60.0	420.0	360.0	360.0	420.0	480.0	480.0	960.0
356.00	0.0	60.0	360.0	360.0	360.0	480.0	480.0	480.0	960.0
357.00	0.0	60.0	180.0	360.0	360.0	480.0	480.0	480.0	960.0
358.00	0.0	60.0	120.0	360.0	360.0	480.0	480.0	480.0	960.0
359.00	0.0	60.0	120.0	360.0	360.0	480.0	480.0	480.0	960.0
360.00	0.0	0.0	120.0	360.0	360.0	480.0	480.0	480.0	960.0
361.00	0.0	60.0	120.0	300.0	360.0	480.0	480.0	480.0	960.0
362.00	0.0	60.0	120.0	180.0	360.0	360.0	420.0	420.0	960.0
364.00	0.0	0.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	240.0	840.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

R E S E R V O I R   #   2

PERIODE : 12

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
354.00	0.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	325.0
356.00	325.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	455.0
357.00	325.0	130.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.0	455.0
358.00	325.0	260.0	260.0	455.0	0.0	0.0	0.0	195.0	520.0
359.00	325.0	260.0	325.0	455.0	0.0	0.0	195.0	390.0	585.0
360.00	325.0	325.0	325.0	325.0	65.0	260.0	390.0	455.0	780.0
361.00	325.0	455.0	455.0	455.0	195.0	390.0	455.0	455.0	975.0
362.00	325.0	455.0	455.0	325.0	325.0	455.0	455.0	520.0	1105.0
364.00	520.0	520.0	650.0	585.0	585.0	585.0	585.0	845.0	1300.0

PERIODE : 11

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
354.00	0.0	65.0	0.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.0
356.00	325.0	130.0	0.0	325.0	0.0	0.0	0.0	0.0	390.0
357.00	325.0	130.0	65.0	325.0	0.0	0.0	0.0	0.0	455.0
358.00	325.0	130.0	195.0	260.0	0.0	0.0	0.0	65.0	520.0
359.00	325.0	195.0	325.0	260.0	0.0	0.0	65.0	195.0	650.0
360.00	325.0	325.0	260.0	260.0	65.0	65.0	260.0	390.0	845.0
361.00	325.0	520.0	260.0	260.0	195.0	260.0	455.0	455.0	1040.0
362.00	325.0	520.0	390.0	390.0	325.0	455.0	455.0	520.0	1235.0
364.00	520.0	520.0	585.0	585.0	585.0	585.0	585.0	845.0	1300.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

-----  
R E S E R V O I R   #   2

PERIODE : 10

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
354.00	0.0	65.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.0
356.00	260.0	65.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	390.0
357.00	260.0	65.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	455.0
358.00	260.0	195.0	65.0	260.0	0.0	0.0	0.0	0.0	585.0
359.00	260.0	390.0	65.0	130.0	0.0	0.0	0.0	195.0	715.0
360.00	260.0	390.0	195.0	130.0	0.0	65.0	130.0	390.0	910.0
361.00	260.0	390.0	260.0	130.0	195.0	195.0	390.0	455.0	1105.0
362.00	260.0	390.0	260.0	260.0	325.0	325.0	455.0	520.0	1300.0
364.00	520.0	520.0	520.0	520.0	520.0	520.0	585.0	910.0	1300.0

PERIODE : 9

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
354.00	0.0	0.0	0.0	0.0	65.0	0.0	0.0	0.0	130.0
356.00	260.0	130.0	0.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	390.0
357.00	260.0	260.0	0.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	520.0
358.00	260.0	325.0	0.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	520.0
359.00	260.0	325.0	0.0	65.0	65.0	0.0	0.0	195.0	715.0
360.00	260.0	325.0	195.0	65.0	65.0	65.0	325.0	390.0	845.0
361.00	260.0	325.0	195.0	195.0	195.0	195.0	325.0	455.0	1040.0
362.00	325.0	325.0	325.0	325.0	325.0	325.0	455.0	585.0	1235.0
364.00	520.0	520.0	520.0	585.0	585.0	585.0	650.0	975.0	1300.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

R E S E R V O I R   #   2

PERIODE : 8

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
354.00	65.0	65.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	195.0
356.00	195.0	325.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	455.0
357.00	195.0	325.0	65.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	520.0
358.00	195.0	390.0	65.0	130.0	0.0	0.0	0.0	65.0	650.0
359.00	260.0	260.0	65.0	130.0	0.0	0.0	130.0	260.0	845.0
360.00	390.0	260.0	65.0	130.0	0.0	0.0	130.0	390.0	975.0
361.00	390.0	260.0	130.0	130.0	130.0	130.0	390.0	455.0	1170.0
362.00	390.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	455.0	650.0	1300.0
364.00	520.0	585.0	585.0	585.0	585.0	585.0	715.0	1040.0	1300.0

PERIODE : 7

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
354.00	130.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	195.0
356.00	260.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	455.0
357.00	260.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	520.0
358.00	260.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	195.0	650.0
359.00	260.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	130.0	325.0	845.0
360.00	260.0	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	260.0	655.0	1040.0
361.00	260.0	260.0	130.0	130.0	130.0	195.0	455.0	585.0	1235.0
362.00	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	390.0	520.0	715.0	1300.0
364.00	585.0	585.0	585.0	585.0	585.0	585.0	845.0	1170.0	1300.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

R E S E R V O I R   #   2

PERIODE : 6

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.0	455.0
354.00	195.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	130.0	390.0	520.0
356.00	390.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	455.0	520.0	780.0
357.00	390.0	260.0	0.0	0.0	65.0	325.0	520.0	585.0	910.0
359.00	390.0	260.0	0.0	65.0	260.0	455.0	455.0	715.0	1040.0
359.00	390.0	260.0	130.0	260.0	455.0	520.0	585.0	910.0	1235.0
360.00	390.0	260.0	390.0	455.0	455.0	650.0	715.0	1105.0	1300.0
361.00	325.0	325.0	325.0	455.0	585.0	845.0	910.0	1300.0	1300.0
362.00	455.0	455.0	455.0	520.0	780.0	1040.0	1105.0	1300.0	1300.0
364.00	845.0	845.0	845.0	910.0	1170.0	1300.0	1300.0	1300.0	1300.0

PERIODE : 5

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	130.0	390.0	455.0	520.0
354.00	260.0	65.0	65.0	65.0	195.0	455.0	520.0	520.0	780.0
356.00	455.0	195.0	165.0	390.0	455.0	455.0	520.0	780.0	1105.0
357.00	455.0	195.0	195.0	455.0	520.0	520.0	585.0	910.0	1235.0
359.00	455.0	455.0	195.0	455.0	520.0	520.0	780.0	1105.0	1300.0
359.00	390.0	455.0	390.0	520.0	520.0	650.0	910.0	1235.0	1300.0
360.00	390.0	390.0	455.0	520.0	650.0	845.0	1105.0	1300.0	1300.0
361.00	390.0	390.0	455.0	715.0	845.0	1040.0	1300.0	1300.0	1300.0
362.00	520.0	520.0	520.0	845.0	1040.0	1235.0	1300.0	1300.0	1300.0
364.00	910.0	910.0	910.0	1300.0	1300.0	1300.0	1300.0	1300.0	1300.0



P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

R E S E R V O I R   # 2

PERIODE : 4

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	390.0	520.0
354.00	55.0	195.0	65.0	0.0	0.0	255.0	390.0	555.0	520.0
356.00	325.0	325.0	195.0	65.0	260.0	555.0	555.0	520.0	650.0
357.00	455.0	455.0	260.0	195.0	455.0	520.0	520.0	520.0	780.0
358.00	455.0	390.0	260.0	390.0	455.0	555.0	520.0	520.0	910.0
359.00	520.0	390.0	130.0	455.0	520.0	520.0	520.0	520.0	1105.0
360.00	520.0	390.0	260.0	455.0	520.0	520.0	520.0	520.0	1300.0
361.00	520.0	390.0	455.0	520.0	520.0	520.0	520.0	650.0	1300.0
362.00	455.0	455.0	455.0	520.0	585.0	650.0	650.0	845.0	1300.0
364.00	520.0	520.0	520.0	550.0	975.0	1040.0	1040.0	1235.0	1300.0

PERIODE : 3

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	455.0
354.00	0.0	195.0	0.0	0.0	0.0	0.0	195.0	325.0	520.0
356.00	325.0	390.0	0.0	0.0	0.0	260.0	455.0	455.0	520.0
357.00	260.0	520.0	0.0	0.0	195.0	390.0	455.0	520.0	520.0
358.00	325.0	520.0	0.0	195.0	455.0	455.0	520.0	520.0	520.0
359.00	390.0	520.0	0.0	325.0	455.0	455.0	520.0	520.0	520.0
360.00	455.0	455.0	455.0	455.0	455.0	520.0	520.0	520.0	650.0
361.00	455.0	455.0	325.0	455.0	520.0	520.0	520.0	520.0	845.0
362.00	520.0	455.0	390.0	520.0	520.0	520.0	520.0	585.0	1040.0
364.00	520.0	520.0	520.0	520.0	585.0	845.0	975.0	975.0	1300.0

P O L I T I Q U E   D '   E X P L O I T A T I O N

R E S E R V O I R   # 2

PERIODE : 2

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	325.0
354.00	0.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.0	455.0
356.00	65.0	260.0	0.0	0.0	0.0	0.0	195.0	390.0	520.0
357.00	195.0	260.0	0.0	0.0	0.0	65.0	390.0	455.0	520.0
358.00	325.0	260.0	0.0	0.0	0.0	195.0	455.0	455.0	520.0
359.00	325.0	390.0	130.0	0.0	195.0	390.0	455.0	520.0	520.0
360.00	390.0	455.0	260.0	195.0	390.0	455.0	520.0	520.0	585.0
361.00	390.0	455.0	455.0	390.0	455.0	455.0	520.0	520.0	780.0
362.00	455.0	520.0	455.0	455.0	455.0	520.0	520.0	585.0	975.0
364.00	520.0	520.0	585.0	585.0	585.0	585.0	650.0	975.0	1300.0

PERIODE : 1

NIVEAU DU  
RESERVOIR #2

NIVEAU DU RESERVOIR #1

	476.0	478.0	480.0	482.0	483.0	484.0	485.0	486.0	488.0
351.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.0
354.00	0.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	455.0
356.00	130.0	260.0	365.0	0.0	0.0	0.0	0.0	195.0	520.0
357.00	260.0	260.0	390.0	0.0	0.0	0.0	65.0	325.0	520.0
358.00	325.0	260.0	520.0	0.0	0.0	0.0	195.0	455.0	520.0
359.00	325.0	260.0	520.0	0.0	0.0	195.0	390.0	455.0	520.0
360.00	325.0	390.0	520.0	65.0	195.0	325.0	455.0	520.0	650.0
361.00	325.0	455.0	455.0	195.0	390.0	455.0	455.0	520.0	845.0
362.00	390.0	455.0	455.0	325.0	455.0	455.0	520.0	520.0	1040.0
364.00	520.0	520.0	585.0	585.0	585.0	585.0	650.0	715.0	1300.0

RISQUE DE MANQUE DE PRODUCTION ELECTRIQUE

RESERVOIR # 1

ANNEE : 1

NIVEAU

490.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
488.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
487.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
486.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
485.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
484.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
483.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
482.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
481.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
480.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
479.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
478.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
477.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
476.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
475.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

----- 5 ----- 6 ----- 7 ----- 8 ----- 9 ----- 10 ----- 11 ----- 12 ----- 1 ----- 2 ----- 3 ----- 4 -----

P E R I O D E

PROBABILITE PAR PERIODE :

PERIODE	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
PROBABILITE	0.0	0.0	3.6	7.7	0.9	0.6	0.0	0.0	4.2	0.0	0.0	0.0



STATISTIQUES DES DEPASSEMENTS DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE :  
 (RESERVOIR # 1)

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (M)	ECART-TYPE (M)	MAXIMUM (M)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	1.	486.01	0.00	486.01
7	199.	486.33	0.30	487.58
8	26.	486.23	0.19	486.71
9	3.	486.07	0.05	486.11
10	1.	486.02	0.00	486.02
11	0.	0.00	0.00	0.00
12	0.	0.00	0.00	0.00
1	0.	0.00	0.00	0.00
2	0.	0.00	0.00	0.00
3	0.	0.00	0.00	0.00
4	0.	0.00	0.00	0.00

STATISTIQUES DES DEPASSEMENTS DU NIVEAU MAXIMAL ACCEPTABLE :  
 (RESERVOIR # 2)

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (M)	ECART-TYPE (M)	MAXIMUM (M)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	5.	362.07	0.05	362.15
7	258.	362.48	0.33	363.53
8	172.	362.14	0.16	362.95
9	152.	362.18	0.16	362.73
10	15.	362.07	0.06	362.23
11	117.	362.05	0.05	362.23
12	54.	362.10	0.06	362.19
1	304.	362.05	0.07	362.36
2	1.	362.05	0.00	362.05
3	416.	362.09	0.09	362.28
4	0.	0.00	0.00	0.00

STATISTIQUES DES MANQUES DE PRODUCTION ELECTRIQUE :  
(SYSTEME TOTAL)

PERIODE	NOMBRE	MOYENNE (%)	ECART-TYPE (%)	MAXIMUM (%)
5	0.	0.00	0.00	0.00
6	0.	0.00	0.00	0.00
7	181.	14.72	10.80	45.38
8	384.	14.34	6.82	26.93
9	41.	8.17	4.10	15.20
10	30.	5.08	5.09	18.32
11	1.	11.37	0.00	11.37
12	0.	0.00	0.00	0.00
1	212.	13.51	0.84	14.93
2	0.	0.00	0.00	0.00
3	0.	0.00	0.00	0.00
4	0.	0.00	0.00	0.00

STATISTIQUES DES PROFITS PAR PERIODE :  
(SYSTEME TOTAL)

PERIODE	PROFIT MOYEN (X 10**6 \$)	ECART-TYPE (X 10**6 \$)	MAXIMUM	MINIMUM
5	21.487	3.874	22.056	-150.605
6	4.481	90.415	23.300	-2981.506
7	7.553	26.178	23.510	-547.903
8	6.836	22.355	23.455	-234.777
9	11.187	6.727	23.017	-115.098
10	10.875	16.734	22.550	-120.199
11	12.098	11.095	22.170	-106.641
12	10.951	25.297	21.455	-132.298
1	16.707	3.829	21.900	-94.519
2	8.945	31.354	19.942	-120.969
3	9.914	0.781	20.456	8.213
4	9.608	0.678	12.356	7.762

STATISTIQUES DES PROFITS (SUR TOUTE LA PERIODE CONSIDEREE) :  
(SYSTEME TOTAL)

PROFIT MOYEN (X 10**6 \$)	:	130.642
ECART-TYPE (X 10**6 \$)	:	114.511
MAXIMUM (X 10**6 \$)	:	216.670
MINIMUM (X 10**6 \$)	:	-2800.880



ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL



3 9334 00246113 3

GUER  
ACC

19