

RAPPORT ANNUEL
aux
GOUVERNEMENTS
des
ÉTATS-UNIS et du CANADA

COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE
TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA

Washington (D.C.)

Ottawa (Ontario)

Le 30 septembre 2010



COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA

C A N A D A • É T A T S - U N I S

SECTION CANADIENNE
J. WILL, président nommé
T. Newton, membre

SECTION AMÉRICAINNE
S.L. STOCKTON, président
E. Sienkiewicz, membre

Le 9 février 2011

L'honorable Hillary Clinton
Secrétaire d'État
Washington (D.C.)

L'honorable Christian Paradis
Ministre des Ressources naturelles
Ottawa (Ontario)

Madame la secrétaire Clinton et Monsieur le ministre Paradis,

Veillez vous reporter au *Traité entre le Canada et les États-Unis d'Amérique relatif à la mise en valeur des ressources hydrauliques du bassin du fleuve Columbia*, signé le 17 janvier 1961, à Washington (D.C.).

Conformément aux dispositions de l'alinéa 2 e) de l'article XV, nous vous soumettons le 46^e *Rapport annuel de la Commission d'ingénieurs permanente*, en date du 30 septembre 2010. Ce document porte sur les résultats obtenus aux termes du Traité au cours de la période allant du 1^{er} octobre 2009 au 30 septembre 2010.

La Commission est heureuse de signaler qu'au cours de la période visée par le Rapport, les objectifs du Traité ont été réalisés.

Le tout respectueusement soumis,

Pour les États-Unis

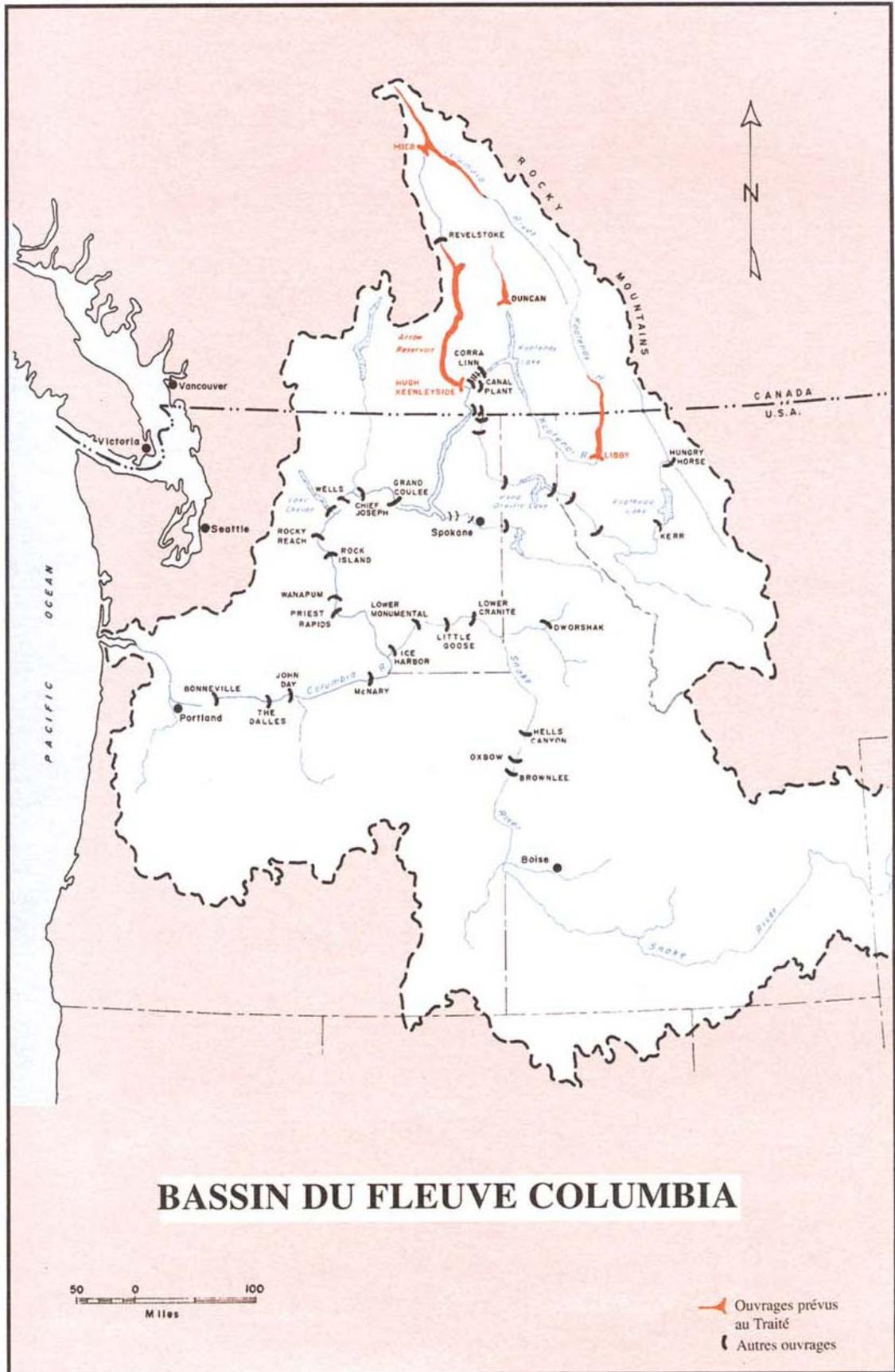
Pour le Canada

Steven Stockton, président

Jonathan Will, président nommé

Ed Sienkiewicz

Tim Newton



BASSIN DU FLEUVE COLUMBIA

50 0 100
Miles

— Ouvrages prévus au Traité
— Autres ouvrages

RAPPORT ANNUEL
aux
GOUVERNEMENTS
des
ÉTATS-UNIS et du CANADA

COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE
TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA

Washington (D.C.)

Ottawa (Ontario)

Le 30 septembre 2010

SOMMAIRE

Le présent document constitue le 46^e Rapport annuel de la Commission d'ingénieurs permanente soumis aux gouvernements du Canada et des États-Unis conformément à l'article XV du Traité du fleuve Columbia, conclu le 17 janvier 1961. Ce rapport décrit les projets visés par le Traité, l'exploitation des réservoirs ainsi que les avantages tirés par les deux pays entre le 1^{er} octobre 2009 et le 30 septembre 2010.

Au cours de cette période, les ouvrages canadiens prévus au Traité, soit Duncan, Mica et Arrow, ont été gérés conformément aux plans d'exploitation détaillés (PED) de 2009-2010 et de 2010-2011, au programme de lutte contre les inondations (PLCI) de 2003, ainsi qu'à d'autres accords. De son côté, l'organisme américain a exploité le réservoir du projet Libby en fonction du Programme de lutte contre les inondations (PLCI) de 2003, du Libby Coordination Agreement (LCA) de 2000, de la demande en électricité des États-Unis et des directives contenues dans l'Opinion biologique (OpBi) de 2000 de l'United States Fish and Wildlife Service (USFWS) et de l'OpBi de 2004 du National Marine Fisheries Service (NMFS), et selon les principes d'exploitation VarQ en huit étapes. Comme il est indiqué dans le présent document, les objectifs du Traité ont été atteints.

Les avantages énergétiques d'aval auxquels a droit le Canada pour la période visée ont été déterminés conformément aux règles établies dans le Traité et le Protocole. Du 1^{er} août au 30 septembre 2010, la quote-part canadienne des avantages énergétiques d'aval restituée par l'organisme américain s'est chiffrée à 535,7 MW moy. d'énergie à des débits atteignant 1 396 MW. La quote-part canadienne a été établie en fonction des avantages énergétiques d'aval auxquels le Canada a droit, et en fonction du Plan d'exploitation assuré pour les années 2009-2010 et 2010-2011.

L'organisme américain a livré la part d'énergie due à son homologue canadien à des points d'interconnexion existants à la frontière canado-américaine suivant les dispositions de l'*Accord des organismes désignés en vertu du traité sur le fleuve Columbia concernant certains aspects de la livraison de la part canadienne du 1^{er} avril 1998 au 15 septembre 2024*, daté du 29 mars 1999. Durant l'année d'exploitation 2009-2010, les livraisons de la quote-part canadienne ont connu plusieurs réductions, qui ont toutes été rattrapées dans le mois où elles se sont produites.

Les réservoirs canadiens visés par le Traité étaient remplis à 82,0 % au début de l'année (le 1^{er} août 2009) et à 82,5 % à la fin de l'année (le 31 juillet 2010). En amont de The Dalles, de janvier à juillet 2010, le volume des débits saisonniers se situait à 79,0 % de la moyenne. L'année 2009-2010 a été caractérisée par des précipitations inférieures à la moyenne dans la majeure partie du bassin du fleuve Columbia.

L'OpBi de 2008 a conclu que l'exploitation du complexe hydroélectrique fédéral du fleuve Columbia (Federal Columbia River Power System, FCRPS) n'est pas susceptible de mettre en péril la survie du saumon et de la truite arc-en-ciel dans le bassin du fleuve. L'OpBi a suscité d'emblée une levée de contestations. En février 2010, le juge Redden a prononcé un ajournement volontaire de trois mois de l'OpBi de 2008 en vue d'y incorporer le Programme de mise en œuvre de la gestion adaptative (AMIP) et son dossier administratif.

Cela a donné, en 2010, l'OpBi supplémentaire parue en mai. En septembre 2010, le juge a permis aux plaignants de déposer des plaintes supplémentaires contre l'OpBI supplémentaire de 2010. Les plaignants ont demandé une décision en référé en octobre et les défendeurs ont déposé leurs contre-mémoires en décembre. Une audience aura vraisemblablement lieu au début de 2011.

Le Comité de l'hydrométéorologie du Traité du fleuve Columbia (CHMTFC) poursuit son évaluation du réseau hydrométéorologique afin de déterminer si ses capacités actuelles sont convenables et suffisantes pour l'exploitation prévue par le Traité. Dans un rapport de situation du réseau de stations, le comité a répertorié celles qui ont connu des changements entre 2005 et 2010 inclusivement. Ce rapport n'aborde toutefois pas la question dominante de la suffisance du réseau. Le comité poursuit son travail sur la question de la convenance du réseau.

Les organismes d'exploitation mènent actuellement des études techniques en vue de définir les conditions plancher de la production d'électricité et de la régularisation des crues au-delà de 2024, avec et sans le Traité. Durant la période couverte par le présent rapport, les organismes d'exploitation ont terminé la phase 1 des études conjointes de la production d'électricité et de la régularisation des crues dans le cadre de l'examen du Traité du fleuve Columbia sur la période 2014 à 2024. Leur rapport est sorti le 30 juillet 2010, après des mois intenses d'études, de débats, de réunions entre exploitants et coordonnateur, et de séances d'information avec les parties prenantes et le Département d'État. Ces études, qui s'ajoutent à d'autres travaux et consultations publiques, contribueront à l'information des décideurs sur les sujets dont dépend l'avenir du Traité.

TABLE DES MATIÈRES

Lettre de présentation

SOMMAIRE.....iii

ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES.....viii

INTRODUCTION 1

LE TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA3

Généralités3

Principaux points du Traité et des documents connexes3

Clauses d'expiration4

COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE5

Généralités5

Création de la Commission5

Obligations et responsabilités5

ORGANISMES D'EXPLOITATION8

Généralités8

Création des organismes d'exploitation8

Pouvoirs et charges des organismes d'exploitation8

ACTIVITÉS DE LA COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE10

Réunions10

Rapports reçus10

Rapport aux gouvernements11

MISE EN ŒUVRE DU TRAITÉ13

Généralités13

Projets visés par le Traité14

Projet Duncan14

Projet Arrow14

Projet Mica15

Projet Libby aux États-Unis15

Projet Libby au Canada16

Réseau hydrométéorologique16

Plans d'exploitation et calcul des avantages énergétiques d'aval16

Projets de transport d'électricité18

Programme de lutte contre les inondations20

Enregistrement des débits20

Réservoirs non visés par le Traité20

Pêches.....20

EXPLOITATION SOUS LE RÉGIME DU TRAITÉ	22
Généralités	22
Réservoirs du système	26
Réservoir Mica	27
Réservoir Arrow	28
Réservoir Duncan	28
Réservoir Libby	29
Lutte contre les inondations.....	29
Réservoir Duncan.....	30
Réservoir Mica.....	31
Réservoir Libby.....	32
Réservoir Arrow.....	33
Rivière Kootenai au barrage Libby	34
Rivière Duncan au barrage Duncan	35
Fleuve Columbia au barrage Mica	36
Fleuve Columbia au barrage Hugh Keenleyside	37
Fleuve Columbia à Birchbank	38
AVANTAGES LIÉS AU TRAITÉ	39
Avantages de la lutte contre les inondations.....	39
Avantages énergétiques	40
Autres avantages	40
CONCLUSIONS	42
LISTE DES PHOTOGRAPHIES	
Barrage Libby	2
Barrage Hugh Keenleyside	7
Barrage Duncan	13
Barrage Mica	22
Fleuve Columbia, ouvrage Revelstoke et barrage Cora Linn	41
Treaty Tower, évacuateur Mica et tournée d’inspection 2010	44

Les photographies ont été fournies par la British Columbia Hydro and Power Authority et l’U.S. Army Corps of Engineers.

LISTE DES HYDROGRAMMES

Réservoir Duncan.....	30
Réservoir Mica.....	31
Réservoir Libby.....	32
Réservoir Arrow	33
Rivière Kootenay au barrage Libby	34
Rivière Duncan au barrage Duncan	35
Fleuve Columbia au barrage Mica	36
Fleuve Columbia au barrage Hugh Keenleyside	37
Fleuve Columbia à Birchbank	38

ANNEXES

A: Commission d'ingénieurs permanente du Traité du fleuve Columbia	45
B: Organismes du Traité du fleuve Columbia.....	50
C: Relevé des débits à la frontière internationale	54
D: Données relatives aux ouvrages	57

ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES

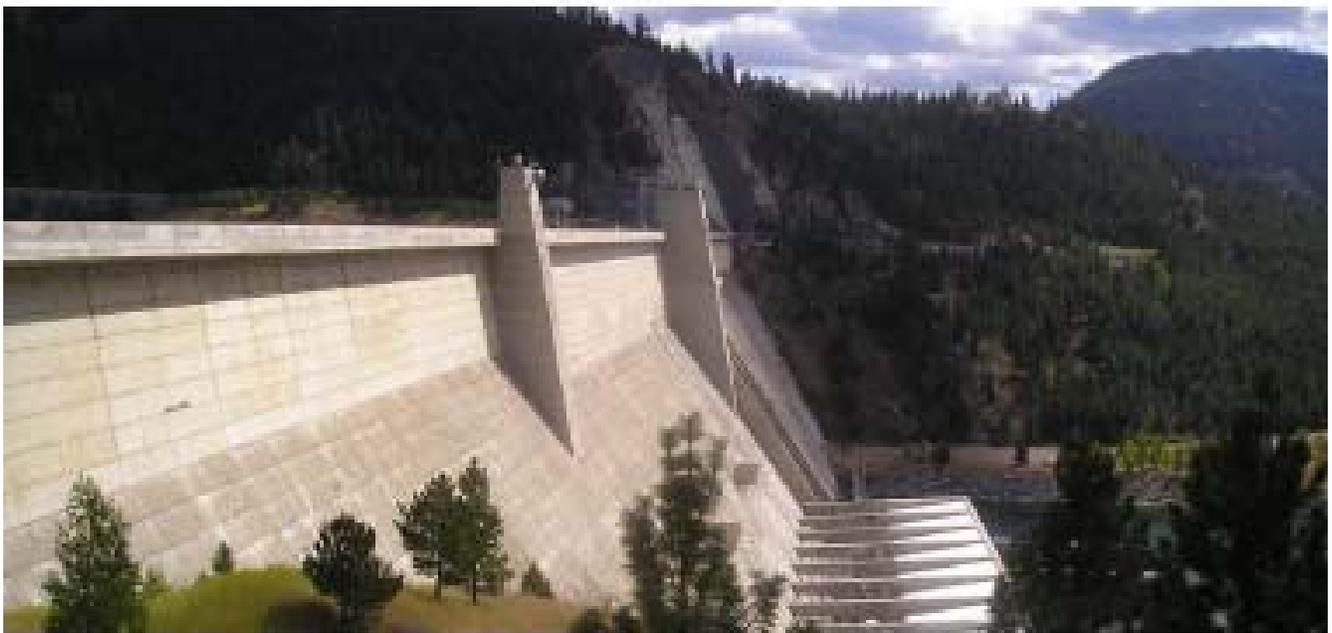
AVPC.....	Accord de vente de la part canadienne
BC Hydro.....	British Columbia Hydro and Power Authority
BPA.....	Bonneville Power Administration
CICIP.....	Comité d'ingénieurs de la Commission d'ingénieurs permanente
CHMTFC	Comité de l'hydrométéorologie du Traité du fleuve Columbia
CMI	Commission mixte internationale
EAEA.....	Évaluation des avantages énergétique d'aval
FCRPS	Federal Columbia River Power System
hm ³	Hectomètre cube
km.....	Kilomètre
km ³	Kilomètre cube
kV.....	Kilovolt
LCA.....	<i>Libby Coordination Agreement</i>
m	Mètre
m ³ /s.....	Mètre(s) cube(s) par seconde
mi	Mille
MWh.....	Mégawatt-heure
MW.....	Mégawatt
MW moy.	Mégawatt moyen
NMFS.....	National Marine Fisheries Service
NOAA.....	National Oceanic and Atmospheric Administration
OpBi	Opinion biologique
PLCI	Programme de lutte contre les inondations
PEA	Plan d'exploitation assure
PED.....	Plan d'exploitation détaillé
pi	Pied
pi ³ /s	Pieds cubes par seconde
PNCA.....	Pacific Northwest Coordination Committee
PSANI	Puget Sound Area / Northern Intertie
RER.....	Règlement sur l'énergie réelle
RRVT	Règlement sur les réservoirs visés par le Traité
USACE	U.S. Army Corps of Engineers
USFWS	U.S. Fish and Wildlife Service
VarQ	Lutte contre les crues à débit variable

INTRODUCTION

Le Traité du fleuve Columbia prévoit la mise en valeur conjointe des ressources hydrauliques du bassin du fleuve Columbia. Conformément à l'article XV de ce document, on a établi la Commission d'ingénieurs permanente dans le but notamment de « présenter des rapports au Canada et aux États-Unis d'Amérique au moins une fois par an sur les résultats réalisés aux termes du Traité ».

Le présent rapport annuel, qui porte sur la période du 1^{er} octobre 2008 au 30 septembre 2009, décrit les activités de la Commission, les projets réalisés sous le régime du Traité, les retenues d'eau et les avantages qui en découlent pour les deux pays. Il résume également les principaux points du Traité ainsi que les responsabilités de la Commission et des organismes d'exploitation.

Le rapport renvoie aux points faisant actuellement l'objet d'un examen par les organismes. Il renseigne sur le calcul des avantages énergétiques et des avantages liés à la lutte contre les inondations, sur l'exploitation des réservoirs visés par le Traité et sur les débits à la frontière. Il présente également les conclusions de la Commission.



Le barrage Libby et la rivière Kootenai, au Montana

LE TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA

Généralités

Le Traité du fleuve Columbia a été signé à Washington (D.C.) le 17 janvier 1961 et ratifié par le Sénat des États-Unis au mois de mars de la même année. Au Canada, sa ratification a toutefois été retardée. Le 22 janvier 1964, à l'issue d'autres négociations, les deux pays ont conclu, par échange de notes, une entente officielle sur un protocole et sur une annexe relative aux conditions de vente. Le Parlement canadien a entériné le Traité et les documents connexes en juin 1964.

Le 13 août 1964, un accord de vente de la part canadienne (AVPC) a été conclu. En vertu de cet accord, la part canadienne des avantages énergétiques d'aval de chaque ouvrage de retenue résultant des 30 premières années d'exploitation a été vendue à un groupe de compagnies d'électricité américaines connu sous le nom de Columbia Storage Power Exchange.

Le 16 septembre 1964, toujours par échange de notes, les deux pays ont ratifié officiellement le Traité et son Protocole. La somme de 253,9 millions de dollars américains a alors été versée aux représentants du Canada, en échange de part canadienne des avantages énergétiques d'aval pour la période visée par l'AVPC. À l'occasion d'une cérémonie tenue le même jour au parc Peace Arch, à la frontière internationale, le président des États-Unis, M. Johnson, le premier ministre du Canada, M. Pearson, et le premier ministre de la Colombie-Britannique, M. Bennett, ont proclamé l'entrée en vigueur du Traité et de son Protocole.

Principaux points du Traité et des documents connexes

Voici les principaux engagements énoncés dans le Traité.

- a) Le Canada s'engage à fournir une réserve utile de 19,1 km³ (15,5 millions d'acres-pied) en construisant des barrages près du ruisseau Mica, de la décharge des lacs Arrow et du lac Duncan, en Colombie-Britannique.
- b) Les États-Unis entretiendront et exploiteront les ouvrages hydroélectriques faisant partie du réseau de base ainsi que tout autre ouvrage érigé sur le cours principal du Columbia afin de tirer le meilleur parti possible de la régularisation des débits résultant de l'exploitation des réservoirs canadiens. Le Canada utilisera les eaux emmagasinées sur son territoire conformément aux règles et aux plans d'exploitation établis au Traité.
- c) Les États-Unis et le Canada se partageront également les avantages énergétiques supplémentaires que procurera aux États-Unis la régularisation du fleuve par la retenue des eaux d'amont au Canada.
- d) Lorsque les réservoirs respectifs commenceront à être exploités, les États-Unis paieront au Canada 64,4 millions de dollars américains pour la protection contre les inondations assurée par le Canada.

e) Les États-Unis pourront construire un barrage sur la rivière Kootenai près de Libby, au Montana. Au Canada, le réservoir Libby s'étendra sur environ 67,6 km (42 milles); le gouvernement canadien mettra à la disposition des États-Unis les terres qui devront être inondées.

f) Le Canada et les États-Unis ont le droit de détourner des eaux à des fins de consommation. De plus, après septembre 1984, le Canada pourra également détourner de la rivière Kootenay un certain volume d'eau vers le fleuve Columbia afin de produire de l'électricité.

g) Si les deux pays ne parviennent pas à régler un différend qui les oppose au sujet de l'application du Traité, ils peuvent en saisir la Commission mixte internationale ou encore soumettre le différend à l'arbitrage, comme le prévoit le Traité.

h) Le Traité sera en vigueur pendant au moins 60 ans à compter de sa date de ratification, le 16 septembre 1964. Le Protocole ratifié en janvier 1964 a élargi et précisé le sens de certaines modalités du Traité du fleuve Columbia. Par la même occasion, en signant l'Annexe relative aux conditions de vente, les parties ont convenu que le Canada pourrait, dans certains cas, vendre aux États-Unis sa part des avantages énergétiques d'aval, et ce, pendant 30 ans. L'Échange de notes et l'Annexe relative aux conditions de vente (22 janvier 1964), de même que l'AVPC (13 août 1964), stipulent que les volumes d'emmagasinement prévus au Traité pourraient commencer à être utilisés pour la production d'électricité aux dates suivantes : barrage Duncan, le 1^{er} avril 1968; barrage Arrow, le 1^{er} avril 1969; barrage Mica, le 1^{er} avril 1973. Toutes les ventes en vertu de l'AVPC ont été conclues.

Clauses d'expiration

L'article XIX précise la durée du Traité et énonce les clauses d'expiration. Bien que le Traité ne comporte pas de date de fin officielle, le Canada ou les États-Unis peuvent signifier leur intention de dénoncer la plupart des dispositions du Traité 60 ans (minimum) après sa date de ratification (soit le 16 septembre 2024), à la condition de le faire par écrit au moins dix ans avant la date effective de la dénonciation. Certaines dispositions du Traité seront modifiées automatiquement en 2024, tandis que d'autres demeureront en vigueur pour la durée de vie utile des installations visées par le Traité.

Les organismes d'exploitation réalisent actuellement des études techniques afin d'établir les conditions de base pour la production d'électricité et la lutte contre les inondations après 2024, avec ou sans Traité. Ces études, ainsi que d'autres travaux et des consultations publiques, aideront à informer les décideurs sur les questions touchant l'avenir du Traité.

COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE

Généralités

Une Commission d'ingénieurs permanente a été créée aux termes de l'article XV du Traité du fleuve Columbia. Elle comprend quatre membres : deux sont nommés par le Canada et deux par les États-Unis. Les premières nominations devaient se faire dans les trois mois suivant la date de ratification du Traité. Ce dernier, ainsi que ses documents connexes, précise en outre les obligations et responsabilités de la Commission.

Création de la Commission

Le 7 décembre 1964, conformément au décret n° 11177 daté du 16 septembre 1964, le secrétaire à l'Armée et le secrétaire à l'Intérieur ont nommé deux membres et deux mandataires devant former la section américaine de la Commission d'ingénieurs permanente. Depuis le 4 août 1977, date de l'adoption de la *Department of Energy Organization Act*, les nominations au sein de la section américaine relèvent plutôt du secrétaire à l'Armée et du secrétaire à l'Énergie. Les membres de la section canadienne ont quant à eux été nommés en vertu du décret en conseil C.P. 1964-1671 daté du 29 octobre 1964. Ils étaient chacun autorisés à nommer un mandataire. Le 11 décembre 1964, les deux gouvernements ont annoncé la composition de la Commission.

Les noms des membres de la Commission, des mandataires et des secrétaires figurent à l'annexe A, tout comme ceux des membres du Comité d'ingénieurs de la Commission (CICIP).

Obligations et responsabilités

En vertu du paragraphe 2 de l'article XV du Traité, les obligations de la Commission et ses responsabilités envers les deux gouvernements sont les suivantes :

- a) recueillir les données relatives aux débits du fleuve Columbia et de la rivière Kootenay à la frontière entre le Canada et les États-Unis d'Amérique;
- b) présenter un rapport au Canada et aux États-Unis d'Amérique chaque fois qu'il y a une déviation considérable des programmes de production hydroélectrique et de lutte contre les inondations et, si cela convient, formuler dans le rapport des recommandations relatives à des mesures correctives et à des ajustements compensatoires;
- c) aider à régler des différends sur des questions techniques ou d'exploitation pouvant surgir entre les organismes;
- d) procéder à des inspections périodiques et demander des rapports, au besoin, aux organismes pour s'assurer que les buts du Traité sont en voie de réalisation;

e) présenter des rapports au Canada et aux États-Unis d'Amérique au moins une fois par an sur les résultats qui sont en voie de réalisation aux termes du Traité et soumettre des rapports spéciaux sur toute question qui, de l'avis de la Commission, mérite leur attention;

f) procéder à une enquête et présenter un rapport sur la demande du Canada ou des États-Unis d'Amérique, au sujet de toute autre question régie par les dispositions du Traité;

g) consulter les organismes pour l'établissement et l'exploitation d'un système hydrométéorologique, comme l'exige l'annexe A du Traité.



Barrage Hugh Keenleyside (lacs Arrow), sur le fleuve Columbia, en Colombie-Britannique.
Évacuateur et coursier en béton, écluses de navigation et barrage en terre.
La nouvelle centrale de 185 MW se trouve sur la culée nord (à droite).

ORGANISMES D'EXPLOITATION

Généralités

Aux termes du paragraphe 1 de l'article XIV du Traité du fleuve Columbia, le Canada et les États-Unis doivent désigner les organismes qui seront chargés d'élaborer et de signer les ententes nécessaires à la mise en œuvre de ce dernier. Les pouvoirs et tâches de ces organismes sont définis dans le Traité et ses documents connexes.

Création des organismes d'exploitation

En vertu du décret n° 11177, le gouvernement des États-Unis a désigné comme faisant partie de l'organisme d'exploitation américain, l'administrateur de la Bonneville Power Administration (BPA) du département de l'Intérieur (remplacé ultérieurement par le département de l'Énergie), et l'ingénieur de Division, North Pacific Division, U.S. Army Corps of Engineers (USACE), l'administrateur occupant le poste de président. Aux termes de la *Department of Energy Organization Act* adoptée le 4 août 1977, la BPA relève maintenant du département de l'Énergie. Quant au Canada, il a désigné, en vertu du décret en conseil C.P. 1964-1407 du 4 septembre 1964, la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) comme organisme d'exploitation aux fins du Traité.

Les noms des membres des organismes d'exploitation figurent à l'annexe B.

Pouvoirs et fonctions des organismes d'exploitation

Outre les pouvoirs et fonctions énoncés ailleurs dans le Traité et les documents connexes, le paragraphe 2 de l'article XIV énumère les suivants :

- a) coordonner les plans et échanger des renseignements en ce qui concerne les installations qui seront utilisées pour la production et pour la réalisation des avantages prévus par le Traité;
- b) effectuer les calculs et les préparatifs qu'exigera la livraison au Canada de l'énergie hydroélectrique à laquelle il a droit pour combattre les inondations;
- c) calculer les montants à verser aux États-Unis d'Amérique pour les services de transport de secours;
- d) procéder, sur demande, aux consultations relatives aux changements conformes aux articles XII (paragraphe 5), et XIII (paragraphe 6);
- e) veiller à la création et au fonctionnement du système hydrométéorologique prévu à l'annexe A;
- f) aider la Commission d'ingénieurs permanente à accomplir ses fonctions, et coopérer avec elle;
- g) régler périodiquement les comptes;

- h) établir les plans de l'exploitation hydroélectrique et ceux de la lutte contre les inondations en vue de la retenue d'eau au Canada et calculer les avantages énergétiques d'aval auxquels le Canada aura droit;
- i) mettre au point les propositions relatives à l'application de l'article VIII et exécuter toute cession autorisée ou tout échange prévu par cet article;
- j) prendre les dispositions qui conviennent pour que soient livrées au Canada les quantités d'énergie auxquelles il a droit, ce qui a trait notamment au coefficient de charge, aux points et aux moments des livraisons, ainsi qu'aux pertes dues au transport;
- k) préparer et exécuter les plans détaillés d'exploitation propres à donner des résultats plus avantageux pour les deux pays que ceux qui découleraient de l'exploitation prévue par les plans mentionnés dans les annexes A et B. L'article XIV, paragraphe 4, du Traité stipule que les deux gouvernements peuvent, par un échange de notes, saisir les organismes d'exploitation de toute autre question pertinente, voire les habiliter à les résoudre.

ACTIVITÉS DE LA COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE

Réunions

La Commission a tenu sa 77^e réunion le 10 février 2010 à Portland (Oregon). Elle a également tenu sa 58^e réunion conjointe avec les organismes d'exploitation.

Les sujets suivants ont été examinés au cours de la réunion : le PED de 2009 et de 2010 les ententes d'exploitation supplémentaires; la mise à jour du plan d'exploitation du réservoir Libby; la livraison de la part canadienne; l'élaboration du Plan d'exploitation assuré de 2013-2014 et l'évaluation des avantages énergétiques d'aval (PEA/EAEA) ainsi que l'établissement des plans futurs; les possibilités d'entente sur les réservoirs non visés par le Traité; les activités du Conseil international de contrôle du lac Kootenay de la CMI; le point sur les activités du Comité de l'hydrométéorologie; l'OpBi de 2008 du FCRPS; les sites Web du Traité; les initiatives de planification pour 2014-2024; les plans canadiens d'utilisation de l'eau et le Canadian Columbia River Forum (Forum canadien du fleuve Columbia).

Rapports reçus

Tout au long de l'année, les organismes d'exploitation maintenu le contact avec la Commission et son Comité des ingénieurs. L'information concernant l'exploitation des ouvrages de retenue visés par le Traité a été communiquée à la Commission.

Depuis la parution du dernier rapport annuel, la Commission a reçu les documents suivants sur l'exploitation de l'ouvrage de retenue érigé sur le fleuve Columbia :

- *Columbia River Treaty Assured Operating Plan and Determination of Downstream Power Benefits for Operating Year 2014-2015*, en date de septembre 2010

Le document fournit de l'information concernant le plan d'exploitation des réservoirs visés par le Traité du fleuve Columbia et sur les avantages énergétiques d'aval qui en découlent pour la période allant du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015.

- *Columbia River Treaty Entity Agreement on the Assured Operating Plan and Determination of Downstream Power Benefits for the 2014–2015 Operating Year*, accord signé le 27 septembre 2010

Le document constitue l'entente de mise en œuvre du PEA et de l'EAEA qui fournissent de l'information sur le plan d'exploitation des réservoirs visés par le Traité du fleuve Columbia et sur les avantages énergétiques d'aval qui en découlent pour la période allant du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015.

- *Detailed Operating Plan for Columbia River Storage for 1 August 2010 through 31 July 2011*, en date de juin 2010

Ce document sert de guide et établit des critères d'exploitation et des règles de gestion pour les trois réservoirs visés par le Traité au Canada (Mica, Arrow et Duncan) pendant l'année d'exploitation allant du 1^{er} août 2010 au 31 juillet 2011.

- *Columbia River Treaty Entity Agreement on the Detailed Operating Plan for Columbia River Storage for 1 August 2010 through 31 July 2011*, accord signé le 29 juin 2010

Cet accord entre les organismes d'exploitation met en œuvre le PED concernant le stockage de l'eau dans le fleuve Columbia du 1^{er} août 2010 au 31 juillet 2011.

- *Entente du Comité d'exploitation du Traité du fleuve Columbia sur l'utilisation des réservoirs visés par le Traité à des fins autres que la production d'énergie pour la période du 11 décembre 2009 au 31 juillet 2010*

Cette entente a pour but d'augmenter les avantages mutuels autres que ceux de la production d'énergie, en refaçonnant la décharge du réservoir Arrow.

- *Annual Report of the Columbia River Treaty, Canadian and United States Entities, for the Period 1 October 2009 through 30 September 2010*

Ce rapport résume l'exploitation des ouvrages visés par le Traité et les autres activités des organismes canadien et américain du 1^{er} octobre 2009 au 30 septembre 2010.

Rapport aux gouvernements

Le 45^e rapport annuel de la Commission, en date du 30 septembre 2009, a été soumis aux gouvernements du Canada et des États-Unis.



Le barrage Duncan, rivière Duncan, en Colombie-Britannique.
À gauche, le barrage en terre et les canaux de décharge, et à droite, l'évacuateur de crues.

MISE EN ŒUVRE DU TRAITÉ

Généralités

La mise en œuvre du Traité s'est soldée par la construction des ouvrages prévus, la mise en place du réseau hydrométéorologique, la préparation annuelle des plans d'exploitation pour la production d'électricité et la lutte contre les inondations, ainsi que l'évaluation annuelle des avantages énergétiques d'aval. Les trois ouvrages aménagés en Colombie-Britannique, à savoir les barrages Duncan, Arrow et Mica, procurent des avantages tant au Canada qu'aux États-Unis au chapitre de la production d'électricité et de la lutte contre les inondations. Il en va de même pour le projet du barrage Libby aux États-Unis. Les emplacements des projets visés par le Traité apparaissent sur la planche 1 de l'annexe D.

Aux États-Unis, la régularisation accrue des débits a en outre favorisé l'augmentation de la capacité de production des centrales existantes érigées sur le fleuve Columbia.

Le Canada a tiré des avantages énergétiques additionnels grâce à l'achèvement de la centrale Canal sur la rivière Kootenay en 1976, à l'installation de génératrices au barrage Mica en 1976-1977 et à la réalisation du projet Revelstoke en 1984, lesquels appartiennent tous à la BC Hydro. Ces avantages, de l'ordre de 4 400 MW de capacité de production en Colombie-Britannique, ne se seraient peut-être pas matérialisés sans l'existence du Traité. On a par ailleurs achevé en 2002 la construction d'une centrale à deux groupes électrogènes d'une puissance totale de 185 MW au barrage Hugh Keenleyside, et on envisage la possibilité d'installer des génératrices supplémentaires aux barrages Revelstoke et Mica. On a par ailleurs achevé l'installation d'un cinquième groupe électrogène à Revelstoke, qui est entré en service le 22 décembre 2010, et on envisage la possibilité d'installer des groupes électrogènes supplémentaires aux barrages Revelstoke et Mica au Canada qui devraient entrer en service au cours de la prochaine décennie.

Depuis 1984, conformément au Traité, le Canada peut détourner les eaux de la rivière Kootenay à la hauteur de Canal Flats vers le cours supérieur du fleuve Columbia. BC Hydro a effectué des études de faisabilité technique et des études environnementales, mais aucune démarche n'a été entreprise récemment.

Après l'expiration des accords de vente en 1998, 1999 et 2003, la Commission s'est penchée sur diverses questions comme le transport d'énergie, les avantages auxquels a droit le Canada et la restructuration des marchés de l'électricité. Elle a aussi examiné l'incidence sur la mise en œuvre du Traité des Opinions biologiques (OpBi) des agences américaines responsables des ressources naturelles.

L'emplacements des projets visés par le Traité est indiqué sur la planche 1 de l'annexe D.

Projets visés par le Traité

Projet Duncan

C'est le barrage Duncan, le plus petit des ouvrages du Traité, qui a été terminé en premier. Aux termes d'un accord de vente de 30 ans, ce barrage devait entrer en service au plus tard le 1^{er} avril 1968, mais on a pu commencer à l'exploiter pleinement bien avant les délais fixés, soit le 31 juillet 1967. L'accord de vente a pris fin le 31 mars 1998.

Le barrage en terre, qui mesure environ 39,6 m (130 pi) de haut et 792,5 m (2 600 pi) de large, a été érigé dans la vallée de la rivière Duncan, à quelque 9,7 km (6,0 mi) au nord du lac Kootenay. Le réservoir aménagé derrière le barrage s'étend sur quelque 43,5 km (27 mi) et a une capacité utile de 1,73 km³ (1,4 million d'acres-pied) qui est engagée totalement en vertu du Traité. L'ouvrage ne comporte pas d'installations hydroélectriques.

Une photographie du barrage figure à la page 13, tandis que des données sur le barrage sont résumées dans le tableau 1 de l'annexe D.

Projet Arrow

Le barrage Hugh Keenleyside, à la décharge des lacs Arrow, est le deuxième barrage à avoir été érigé aux termes du Traité. Il est entré en service le 10 octobre 1968, bien avant la date du 1^{er} avril 1969 prévue dans l'accord de vente de 30 ans. Cet accord a pris fin le 31 mars 1999.

Le barrage comprend deux composantes principales : une structure à embase-poids en béton s'étendant sur 366 m (1 200 pi) depuis la rive nord de la rivière, qui comprend le déversoir, des vidanges de fond et une écluse, et une section en terre qui s'élève à 52 m (170 pi) au-dessus du lit de la rivière et s'étend sur 503 m (1 650 pi) depuis l'écluse jusqu'à la rive sud. Le réservoir d'environ 233 km (145 mi) de longueur comprend les lacs Arrow supérieur et inférieur et a une capacité utile de 8,8 km³ (7,1 millions d'acres-pied).

Construite en 2002, la nouvelle centrale électrique de 185 MW, qui appartient à la société Arrow Lakes Power Development Corporation, est érigée sur la culée nord (rive gauche). Un canal d'amenée de près de 1 493 m (4 900 pi), situé près de l'extrémité nord du barrage en béton, détourne les eaux du réservoir en aval vers la centrale construite sur un affleurement rocheux de 396 m (1 300 pi). La centrale est dotée de deux turbines Kaplan de 92,5 MW chacune. Elle est reliée à la sous-station Selkirk par une nouvelle ligne de transport d'énergie de 230 kV qui la raccorde au réseau de BC Hydro. La production d'électricité est fonction des débits libérés aux fins du Traité. Cette nouvelle centrale permettra de réduire la quantité d'eau qui se déverse au barrage Keenleyside et elle procurera des avantages environnementaux en réduisant la quantité de gaz entraînés, qui sont nocifs pour les poissons.

Une photographie du barrage figure à la page 7, tandis que des données sur le barrage sont résumées dans le tableau 2 de l'annexe D.

Projet Mica

Le barrage Mica, le plus grand des ouvrages prévus au Traité, devait entrer en fonction le 1^{er} avril 1973, conformément aux dispositions de l'accord de vente de 30 ans. Or, c'est le 29 mars de la même année qu'il a commencé à constituer sa réserve. L'accord de vente du barrage Mica a pris fin le 31 mars 2003.

Le barrage en terre est érigé sur le fleuve Columbia, à quelque 137 km (85 mi) au nord de Revelstoke, en Colombie-Britannique. D'une hauteur de plus de 244 m (800 pi), il s'étend sur 793 m (2 600 pi) dans la vallée du fleuve Columbia. Il s'agit du plus haut barrage en Amérique du Nord. Son réservoir forme le lac Kinbasket; long de 217 km (135 mi), il a une capacité de stockage de 24,7 km³ (20 millions d'acres-pied). Sa capacité utile est de 14,8 km³ (12 millions d'acres-pied), dont 8,6 km³ (7 millions d'acres-pied) sont réservés aux termes du Traité.

Bien qu'aucune disposition du Traité ne l'exige, BC Hydro a construit une centrale souterraine qui peut accueillir jusqu'à six génératrices. À l'heure actuelle, quatre génératrices d'une puissance totale de 1 805 MW sont en service. L'installation des deux derniers groupes électrogènes est prévue pour 2014 et 2015. Chacun des groupes électrogènes a une puissance de 500 MW.

Une photographie du barrage figure à la page 21, tandis que des données sur le barrage sont résumées dans le tableau 3 de l'annexe D.

Projet Libby aux États-Unis

Le barrage Libby est érigé sur la rivière Kootenai, à 27,4 km (17 mi) au nord-est de la ville de Libby, au Montana. L'ouvrage dont la construction a débuté au printemps 1966 est pleinement exploité depuis le 17 avril 1973. La production commerciale d'électricité a commencé le 24 août 1975, jour de l'inauguration officielle de l'ouvrage. Le barrage-poids en béton, d'une largeur de 931 m (3 055 pi), se dresse à 113 m (370 pi) au dessus du lit de la rivière, créant le lac Koocanusa d'une longueur de 145 km (90 mi), dont 67,6 km (42 mi) se trouvent au Canada. Le lac Koocanusa a une capacité de stockage brute de 7,2 km³ (5,9 millions d'acres pied), dont 6,1 km³ (5,0 millions d'acres-pied) peuvent servir à la lutte contre les inondations et à la production d'énergie. Au moment de son achèvement en 1976, la centrale Libby comptait quatre groupes électrogènes d'une puissance totale de 420 MW.

La construction de quatre autres groupes électrogènes a débuté durant l'exercice financier de 1978. Cependant, suite aux restrictions imposées par le Congrès américain aux termes de l'*Appropriations Act* de 1982, un seul groupe a été installé et est entré en service à la fin de 1987. La puissance installée des cinq groupes électrogènes est de 600 MW. Une loi américaine (*Public Law 104-303*, promulguée le 12 octobre 1996) autorise l'USACE à construire les groupes électrogènes 6 à 8. Aucune mesure n'a cependant été prise à cet égard au cours de la période visée par le présent rapport.

Des photographies du barrage figurent à la page 2, tandis que des données le concernant apparaissent au tableau 4 de l'annexe D.

Projet Libby au Canada

Le Canada a satisfait à son obligation et a aménagé le terrain nécessaire pour la portion de 68 km (42 mi) du lac Koochanusa qui se trouve en territoire canadien. La Colombie-Britannique est responsable du nettoyage des débris associés au réservoir du côté canadien de la frontière.

Réseau hydrométéorologique

Aux termes du Traité, les organismes canadien et américain ont, entre autres responsabilités, celle de mettre sur pied et d'exploiter, en consultation avec la Commission d'ingénieurs permanents, un système hydrométéorologique capable d'analyser les données nécessaires à l'élaboration de plans détaillés relatifs à la régularisation des crues et à la production d'électricité. Ce système comprend des zones nivométriques, des stations pluviométriques et des débitmètres. Le Comité de l'hydrométéorologie du Traité du fleuve Columbia (CHMTFC), constitué en 1968 par les organismes d'exploitation, formule des recommandations sur le développement de ce réseau. Un rapport annuel est présenté au Comité d'exploitation du traité du fleuve Columbia. Celui-ci comprend la vérification des prévisions des réserves d'eau depuis 2009.

Le CHMTFC a poursuivi son travail avec les organismes sur l'entretien des stations de recueil de données climatiques et hydrométéorologiques. Il a rédigé un rapport préliminaire sur l'état des stations de Colombie-Britannique et a ébauché une proposition de remplacement des actuelles zones nivométriques par des coussins à neige, afin d'avoir des indications quotidiennes sur l'enneigement. La meilleure corrélation des données issues des différentes stations permettrait d'établir des relevés pseudo-historiques pour une zone géographique plus étendue, à partir de relevés historiques en nombre restreint. Cette proposition est en cours d'examen par le Comité d'exploitation du Traité du fleuve Columbia.

Le CHMTFC poursuit la révision d'une méthode de prévision du début de la crue nivale dans le lac Kootenay. Il examine également une révision de la méthode établie par le district Seattle de l'USACE pour la prévision des réserves derrière le barrage de Libby.

Le CHMTFC poursuit son évaluation du réseau hydrométéorologique pour déterminer si ses capacités actuelles sont convenables et suffisantes pour l'exploitation prévue par le Traité. Dans un rapport de situation du réseau de stations, le comité a répertorié celles qui ont connu des changements entre 2005 et 2010 inclusivement. Ce rapport toutefois n'évoque pas la grande question de la suffisance du réseau.

Plans d'exploitation et calcul des avantages énergétiques d'aval

Aux termes du Traité et des documents connexes, les organismes doivent s'entendre tous les ans sur un PEA pour la sixième année suivant celle en cours. Ce PEA, préparé cinq ans à l'avance, définit les engagements fondamentaux de l'organisme canadien quant à l'exploitation des réservoirs visés par le Traité (Duncan, Arrow et Mica) et procure à toutes les parties intéressées les assises nécessaires à la planification du réseau.

L'engagement du Canada de se conformer aux PEA est directement lié aux avantages qui en découlent. Le calcul des avantages énergétiques d'aval, qui permet de déterminer les gains auxquels chaque pays est en droit de s'attendre en vertu du Traité, est également effectué cinq ans à l'avance, en fonction des critères d'exploitation formulés dans le PEA. Au début de chaque exercice, un PED est aussi élaboré pour les trois ouvrages canadiens, en tenant compte des ressources et des demandes projetées dans le but d'obtenir des résultats plus avantageux pour les deux pays que ceux qui découleraient des PEA. Pour compléter le PED, les organismes peuvent en outre conclure tout au long de l'année des ententes mutuellement avantageuses relativement à l'exploitation des réservoirs visés par le Traité. Depuis 2000, les plans d'exploitation du projet Libby aux États-Unis ne font plus partie du PED et sont présentés séparément. De plus amples détails sur l'exploitation de ce barrage sont fournis plus loin.

Durant la période visée par le présent rapport, les réservoirs canadiens ont été exploités suivant des courbes de niveaux optimaux définies dans les PED intitulés *Detailed Operating Plan for Columbia River Treaty Storage, 1 August 2009 through 31 July 2010*, signé le 1^{er} juillet 2009, et *Detailed Operating Plan for Columbia River Treaty Storage, 1 August 2010 through 31 July 2011*, signé le 29 juin 2010, et conformément aux autres ententes conclues entre les organismes en cours d'année. Ces documents reposent essentiellement sur les critères d'exploitation et sur les études sur la régularisation des eaux contenues dans les PEA correspondants, ainsi que sur toute modification que les organismes ont convenu d'adopter.

Depuis le PED de 2000-2001, les critères et prévisions concernant le barrage Libby ne figurent plus dans ce plan annuel. Les renseignements relatifs à l'exploitation de cet ouvrage sont dorénavant présentés séparément dans le *Libby Operating Plan* préparé par l'organisme américain. Cette nouvelle façon de procéder découle du fait que l'ouvrage est exploité en coordination avec le système hydroélectrique américain, lequel doit tenir compte des OpBi et des exigences non énergétiques connexes du U.S. Fish and Wildlife Service (USFWS) et du National Marine Fishery Service (NMFS), maintenant connu sous le nom de National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) Fisheries Service. Une des principales mesures définies dans les OpBi vise la modification du débit sortant au barrage Libby en faisant en sorte qu'il soit plus fort au printemps et à l'été et plus faible à l'automne et à l'hiver que par le passé.

En janvier 2003, l'USACE a provisoirement adopté un nouveau mode d'exploitation du barrage Libby. Les principes de VarQ ne sont appliqués que lorsque sont prévues des conditions de ruissellement hydrologique de sèches à modérées. La capacité de stockage pour la régularisation des crues sert à emmagasiner une réserve qui permet d'augmenter le débit au printemps en faveur de la faune aquatique. En juin 2008, l'USACE a rendu une décision au sujet de la lutte contre les inondations et des activités de pêche au barrage Libby et a intégré des mesures de contrôle des inondations VarQ dans le document *Libby Dam Water Control Manual*. L'USACE continuera de coordonner avec le Canada l'exploitation du barrage Libby en application des dispositions du Traité du fleuve Columbia.

Signé le 16 février 2000, le *Libby Coordination Agreement* (LCA) porte sur certaines questions liées à la gestion du saumon et de l'esturgeon blanc au barrage Libby et autorise les organismes à coordonner l'exploitation des réservoirs et à souscrire aux PEA et aux EAEA sans pour autant devoir régler complètement et sur-le-champ leurs différends. L'un ou l'autre des organismes peut mettre fin au LCA en donnant un préavis de 30 jours. Des détails du LCA sont donnés plus loin dans le présent rapport à la rubrique « Exploitation en vertu du Traité ». Cet accord est mis en œuvre avec succès par les organismes depuis les huit dernières années.

Les organismes ont également réglé un autre différend qui les opposait depuis le début des années 1990 en concluant un accord intitulé *Entity Agreement on Resolving the Dispute on Critical Period Determination, the Capacity Entitlement for the 1998-1999, 1999-2000 and 2000-2001 AOP/DDPBs and Operating Procedures for the 2001-2002 and Future AOPs*. Ce différend portait sur le calcul des avantages énergétiques d'aval. Si la situation l'exige à nouveau dans l'avenir, la Commission réexaminera la question en se fondant sur les recommandations qu'elle a déjà formulées sur l'interprétation du Traité de même que sur l'application de la notion de « période critique de débit » et des procédures d'exploitation établies. Les rapports annuels de 1996 et de 1997 de la Commission contiennent un examen plus approfondi de cette question.

Les modalités de transfert à la Colombie-Britannique de la part des avantages énergétiques auxquels a droit le Canada par les lignes de transport d'énergie existantes se fondent sur l'*Accord des organismes désignés en vertu du traité sur le fleuve Columbia concernant certains aspects de la livraison de la part canadienne du 1^{er} avril 1998 au 15 septembre 2024*, qui a été signé le 29 mars 1999. L'accord définit les modalités de livraison de la part canadienne, y compris les points de livraison et la méthode de calcul des pertes durant le transport, et il contient des lignes directrices pour la préparation d'un calendrier de livraison.

Les conditions régissant la cession de portions de la part canadienne aux États-Unis sont par ailleurs énoncées dans l'*Accord sur des cessions de la part canadienne sur place, aux États-Unis, du 1^{er} avril 1998 au 15 septembre 2024 entre la Bonneville Power Administration, agissant au nom de l'organisme des États-Unis, et la Province de la Colombie-Britannique*, également signé le 29 mars 1999. L'accord sur la livraison de la part canadienne et l'accord sur les cessions sont entrés en vigueur le 31 mars 1999, par échange de notes diplomatiques entre les États-Unis et le Canada.

Projets de transport d'électricité

Au cours de la période couverte par le présent rapport, la quote-part canadienne a été livrée selon les échéanciers prévus dans 99,79 % des cas. La dernière réduction dans les livraisons s'est produite en juillet 2010 (trois réductions successives ayant totalisé 15 heures et 3 074 MWh, à cause d'arrêts pour entretien d'une autre centrale qui ont réduit la capacité de transfert de l'interconnexion nord. Pendant la période de préparation des Jeux olympiques d'hiver 2010 qui se déroulaient en Colombie-Britannique, les organismes d'exploitation et les compagnies d'électricité du Nord-Ouest se sont donné la main afin de réduire au minimum les indisponibilités fortuites ou pour entretien. Pas une seule ne s'est produite dans la période des six mois compris entre novembre 2009 et mai 2010, à l'intérieur de laquelle les Jeux olympiques se sont déroulés en février, suivis des Jeux paralympiques en mars.

Plusieurs projets de production et de transport d'électricité ont vu le jour dans le Nord-Ouest. L'un d'eux, qui émane de la société Montana-Alberta Tie Limited et concerne l'établissement sur 357 km (214 milles) d'une ligne à 230 kV qui reliera Lethbridge en Alberta à Great Falls au Montana, est en cours de réalisation depuis octobre 2010. La mise en exploitation de la ligne est prévue pour septembre 2011.

En mai 2009, la société Sea Breeze Pacific Juan de Fuca Cable, LP a reçu de la British Columbia Transmission Company la version finale de l'étude intitulée *Combined Interconnected Impact and Facility Study*. Sea Breeze, dont le projet est d'établir une ligne sous-marine de transport à courant continu de 550 MW sur les 50 km séparant l'île de Vancouver de la péninsule Olympic dans l'État de Washington, a sollicité en 2009 un financement de 480 millions de dollars du ministère américain de l'Énergie, au titre de l'*American Recovery Reinvestment Act*.

Le 1^{er} juillet 2010, la British Columbia Transmission Company a réintégré le giron de BC Hydro, qui est redevenue de ce fait une société verticalement intégrée couvrant les différents champs de la production, du transport et de la distribution d'électricité.

Les travaux se poursuivent pour la mise en œuvre des normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation, dont l'application est obligatoire aux États-Unis et dans la majorité des provinces canadiennes. La supervision de la fiabilité en Colombie-Britannique et en Alberta est coordonnée de concert avec la North American Electric Reliability Corporation et le Western Electricity Coordinating Council.

TransCanada a commencé à travailler sur le projet NorthernLights en 2000. Au départ, NorthernLights était un projet de 2,2 milliards de dollars américains pour la construction d'une ligne de transport à courant continu de 500 kilovolts, devant relier sur 1 550 kilomètres (963 milles) le centre de l'Alberta à un poste terminal situé dans le sud de la province et interconnecté avec le réseau de la région du Nord-Ouest. L'optique était de créer une ligne directe qui permettrait le développement du potentiel de cogénération des sables bitumineux de l'Alberta en exportant le surplus d'électricité et en créant une possibilité de commerce dans les deux sens entre l'Alberta et l'Oregon. TransCanada a mis le projet NorthernLights en suspens en attendant un éclaircissement de la stratégie provinciale d'interconnexion et une amélioration des conditions du marché (développement de la production, équilibrage des charges éoliennes et exigences relatives à ces charges).

Un projet de loi a été proposé une première fois aux États-Unis en 2008, et de nouveau en mars 2010, en vue d'amender la *Federal Power Act* (loi fédérale sur l'énergie) de façon à donner à la Commission fédérale de réglementation de l'énergie le pouvoir de prendre des mesures contre les cybermenaces avérées compromettant la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité, et le pouvoir spécial d'intervenir contre des cybermenaces futures. Le débat sur ce projet de loi se poursuit, de même que les discussions entre les gouvernements canadien et américain sur les cybermenaces pesant sur la fiabilité.

Le Conseil continuera de tenir les gouvernements informés des évolutions en matière de transport qui peuvent avoir une incidence sur la mise en œuvre du Traité.

Programme de lutte contre les inondations

Le Traité stipule que l'organisme canadien doit exploiter ses réservoirs conformément aux plans d'exploitation conçus pour réduire au minimum les dommages causés par les inondations tant au Canada qu'aux États-Unis. Le *Columbia River Treaty Flood Control Operating Plan*, signé en octobre 1972, soumis par les organismes et revu par la Commission durant l'année visée par le rapport de 1973, est demeuré en vigueur jusqu'en octobre 1999. Le nouveau plan, daté d'octobre 1999 et mis à jour en mai 2003, définit les mesures de lutte contre les inondations aux réservoirs Duncan, Arrow, Mica et Libby durant la période visée par le présent rapport.

Enregistrement des débits

Aux termes de l'alinéa XV(2)a) du Traité, la Commission doit « recueillir les données relatives aux débits du fleuve Columbia et de la rivière Kootenay à la frontière entre le Canada et les États-Unis d'Amérique ». Les tableaux présentés à l'annexe C montrent les débits mesurés au cours de l'année visée par le présent rapport dans la rivière Kootenai, à Porthill (Idaho), et dans le fleuve Columbia, à Birchbank (Colombie-Britannique).

Réservoirs non visés par le Traité

Depuis 1984, BC Hydro et la BPA ont également conclu des ententes concernant l'exploitation de réservoirs non visés par le Traité. Loin de nuire à l'exploitation des ouvrages visés, ces ententes souscrivent aux principes de ce dernier et profitent aux organismes susmentionnés. Conformément aux modalités contractuelles, les droits relatifs aux lâchers d'eau aux termes de la Convention de stockage non soumise au régime d'un traité ont pris fin le 30 juin 2004. Une disposition stipule cependant que la capacité utile du réservoir Mica doit être rétablie dans un délai de sept ans (la date limite étant le 30 juin 2011). En septembre 2010, le compte NTSA de BC Hydro et celui de la Bonneville Power Administration (BPA) étaient à 90 % de leur niveau maximal, et les réservoirs devraient être remplis cet automne ou l'hiver prochain, avant la date limite du 30 juin 2011. Les négociations visant à conclure une nouvelle entente à long terme sur le compte NTSA ont débuté au printemps 2010 entre les intervenants américains et canadiens. Si les négociations se déroulent comme prévu, une nouvelle entente NTSA devrait être conclue d'ici la fin de l'été 2011.

Pêches

Aux États-Unis, de nombreux réservoirs sont actuellement exploités conformément aux OpBi de l'USFWS et du NMFS en vertu de l'*Endangered Species Act*. Au Canada, les réservoirs visés par le Traité sont exploités en conformité avec les exigences de Pêches et Océans Canada. Les efforts en ce sens sont en constante évolution. La Commission souligne cependant que les PEA et les EAEA doivent être conçus dans l'optique d'une exploitation optimale des ouvrages pour la production d'électricité et la lutte contre les inondations, conformément au Traité. Elle défend toujours la position à laquelle elle adhère depuis longtemps, soit que les organismes puissent élaborer des PED qui tiennent compte des pêches, pourvu que les mesures prises n'entrent pas en conflit avec les objectifs du Traité.

L'OpBi de 2008 a conclu que l'exploitation du complexe hydroélectrique fédéral du fleuve Columbia (Federal Columbia River Power System, FCRPS) n'est pas susceptible de mettre en péril la survie du saumon et de la truite arc-en-ciel dans le bassin fluvial. Certains intérêts ont contesté l'OpBi dès sa diffusion. En mars 2009, le juge James Redden de la U.S. District Court of Oregon a tenu des audiences sur le bien-fondé de l'OpBi sur le plan juridique. En outre, comme l'OpBi de 2008 a été fournie sous l'administration précédente, l'administration Obama a accepté de l'examiner. Dans un rapport présenté à la Cour en septembre 2009, l'Administration a appuyé l'OpBi et a ajouté un nouveau plan de mise en œuvre de la gestion adaptative (Adaptive Management Implementation Plan) assorti de mesures plus strictes et de plans d'urgence. À la mi-décembre 2009, le juge Redden n'avait pas encore rendu de décision au sujet du bien-fondé de l'OpBi de 2008 et du plan de mise en œuvre de la gestion adaptative.



Barrage Mica et lac Kinbasket sur le fleuve Columbia, en Colombie-Britannique.
L'évacuateur est à la droite du barrage en terre, tandis que la centrale souterraine est à gauche.

EXPLOITATION SOUS LE RÉGIME DU TRAITÉ

Généralités

Les organismes canadien et américain ont formé le Comité d'exploitation du Traité du fleuve Columbia qui a été chargé d'élaborer des plans d'exploitation des réservoirs visés par le Traité et de les appliquer conformément aux dispositions de ce dernier et d'ententes subséquentes. Ces plans suivent les années hydrologiques, soit du mois d'août au mois de juillet de l'année suivante. Par conséquent, bien que la période visée ici par la Commission s'étende du 1^{er} octobre 2009 au 30 septembre 2010, les détails ci-dessous correspondent à l'année d'exploitation du Traité, soit du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2010. Les autres données pour la période comprise allant du 1^{er} août au 30 septembre 2010 sont fondées sur l'année d'exploitation du Traité, qui va du 1^{er} août 2010 au 31 juillet 2011.

L'organisme canadien a exploité les réservoirs situés au Canada conformément aux documents ci-dessous. L'organisme américain a exploité le réservoir du projet Libby conformément au Programme de lutte contre les inondations (PLCI) de 2003, du LCA de 2000, de la demande énergétique des États-Unis, des OpBi de 2000 du FWS et de 2004 du NMFS, et des principes d'exploitation VarQ en huit étapes.

- *Columbia River Treaty Entity Agreement on Principles for Preparation of the Assured Operating Plan and Determination of Downstream Power Benefits*, accord signé en juillet 1988

L'accord énonce les principes qui régissent les changements apportés au processus de préparation des PEA et des EAEA. Ces changements consistent à passer en revue l'information devant être utilisée dans les études, comme la demande d'énergie et la production d'électricité dans la région du Pacifique Nord-Ouest, les débits devant être utilisés, les débits réservés, les estimations des prélèvements aux fins d'irrigation et des écoulements restitués, ainsi que d'autres renseignements connexes.

- *Columbia River Treaty Entity Agreement on Changes to Procedures for the Preparation of the Assured Operating Plan and Determination of Downstream Power Benefit Studies*, accord signé en août 1988

Cet accord énonce les procédures particulières à suivre pour mettre en œuvre le précédent accord sur la préparation du Plan d'exploitation assuré et le calcul des avantages énergétiques d'aval.

- *Agreement executed by the United States of America Department of Energy, acting by and through the Bonneville Power Administration, and the British Columbia Hydro and Power Authority relating to : (a) Use of Columbia River Non-Treaty Storage, (b) Mica and Arrow Refill Enhancement, and (c) Initial Filling of non-Treaty reservoirs*, accord signé le 9 juillet 1990

L'accord fournit de l'information sur la mise en eau du réservoir Revelstoke, l'utilisation coordonnée d'une partie de la réserve du fleuve Columbia non visée par le Traité et les mesures prises pour améliorer le remplissage des réservoirs Mica et Arrow.

- *Accord des organismes désignés en vertu du traité sur le fleuve Columbia concernant certains aspects de la livraison de la part canadienne du 1^{er} avril 1998 au 15 septembre 2024*, accord signé le 29 mars 1999

L'accord précise les modalités de livraison de la part canadienne, y compris les points de livraison et la méthode de calcul des pertes durant le transport, et contient des lignes directrices pour la préparation d'un calendrier de livraison. Il est entré en vigueur le 31 mars 1999, par échange de notes diplomatiques entre le Canada et les États-Unis. Il annule et remplace l'*Accord des organismes désignés en vertu du traité sur le fleuve Columbia concernant certains aspects de la livraison de la part canadienne du 1^{er} avril 1998 au 15 septembre 2024*, conclu entre les organismes canadien et américain le 20 novembre 1996, et l'Accord des organismes qui a été signé le 26 mars 1998, mais n'est jamais entré en vigueur.

- *Accord sur des cessions de la part canadienne sur place, aux États-Unis, du 1^{er} avril au 15 septembre 2004 entre la Bonneville Power Administration, agissant au nom de l'organisme des États-Unis, et la Province de la Colombie-Britannique*, signée le 29 mars 1999

L'accord définit les modalités par lesquelles la Province de la Colombie-Britannique peut céder des tranches de la part canadienne aux États-Unis.

- *Columbia River Treaty Assured Operating Plan and Determination of Downstream Power Benefits for Operating Year 2009-2010*, en date de novembre 2004

Le document fournit de l'information concernant le plan d'exploitation des ouvrages visées par le Traité du fleuve Columbia et sur les avantages énergétiques d'aval qui en découlent pour la période allant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2010.

- *Columbia River Treaty Entity Agreement Coordinating the Operation of the Libby Project with the Operation of Hydroelectric Plans on the Kootenay River and Elsewhere in Canada*, accord signé le 16 février 2000

Le LCA porte sur les questions que soulève l'exploitation du barrage Libby et autorise les organismes à coordonner l'exploitation des réservoirs et à souscrire aux PEA et aux EAEA sans modifier pour autant leur position respective sur la validité de la pêche pratiquée au réservoir Libby aux termes du Traité.

- *Columbia River Treaty Flood Control Operating Plan*, mis à jour en mai 2003

Le PLCI établit les procédures et les critères selon lesquels l'organisme canadien exploitera les réservoirs Mica, Duncan et Arrow de manière à atteindre les objectifs de lutte contre les inondations dans les deux pays. Des directives concernant le réservoir Libby ont également été incluses dans le programme afin de satisfaire aux exigences du Traité concernant la coordination de son exploitation aux fins de la lutte contre les inondations au Canada. La version originale de ce document a été rédigée en octobre 1972. Le plan de 1999 présentait des données actualisées, incorporait de nouveaux graphiques sur les réservoirs et apportait des précisions sur diverses procédures. Sa dernière mise à jour remonte à mai 2003.

- *U.S. Entity Approval Relating to Amendatory Agreement No. 1 to the 1997 Pacific Northwest Coordination Agreement*, accord signé le 13 juin 2003

Cet accord modifie le *Pacific Northwest Coordination Agreement* de 1997 en y ajoutant des définitions ainsi que du texte sur l'énergie inter-réseaux reçue et en remplaçant la partie portant sur la tarification, la comptabilisation et l'examen des frais.

- *Columbia River Treaty Principles and Procedures for Preparation and Use of Hydroelectric Operating Plans for Operation of Canadian Treaty Storage*, document signé le 16 décembre 2003

Ce document sert de guide pour la préparation et l'utilisation de plans d'exploitation des ouvrages hydroélectriques, comme les PEA et les PED dont on se sert pour planifier l'exploitation des réservoirs du fleuve Columbia visés par le Traité.

- *Columbia River Treaty Assured Operating Plan and Determination of Downstream Power Benefits for Operating Year 2010-2011*, en date de janvier 2006

Le document fournit de l'information concernant le plan d'exploitation des réservoirs visés par le Traité du fleuve Columbia et sur les avantages énergétiques d'aval qui en découlent pour la période allant du 1^{er} août 2010 au 31 juillet 2011.

- *Detailed Operating Plan for Columbia River Storage for 1 August 2009 through 31 July 2010*, signé en juillet 2009

Ce document fournit des directives générales, des critères d'exploitation et des règles de gestion pour les trois réservoirs visés par le Traité au Canada (Mica, Arrow et Duncan) pour l'année d'exploitation allant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2010.

- *Detailed Operating Plan for Columbia River Storage for 1 August 2010 through 31 July 2011*, signé en juin 2010

Ce document fournit des directives générales, des critères d'exploitation et des règles de gestion pour les trois réservoirs visés par le Traité au Canada (Mica, Arrow et Duncan) pour l'année d'exploitation allant du 1^{er} août 2010 au 31 juillet 2011.

- *Columbia River Treaty Entity Agreement on the 2010 Summer Storage Agreement (Not Treaty) for 5 June 2010 through 10 September 2010*, signé le 7 juillet 2009

Cet accord vise à réduire le débit des eaux entrant dans le réservoir Grand Coulee durant la période de crue printanière maximale, à assurer un débit suffisant à la fin de l'été pour soutenir la pêche, à hausser le niveau du réservoir des lacs Arrow en été et à procurer des avantages énergétiques aux deux pays.

- *Columbia River Treaty Operating Committee Agreement on Provisional Storage for the Period 26 September 2009 through 3 April 2010*, signé le 28 septembre 2008

Cet accord vise à obtenir des avantages mutuels supplémentaires aux fins de la production d'électricité et à d'autres fins en régularisant le débit des eaux qui sortent du réservoir Arrow.

- *Columbia River Treaty Operating Committee Agreement on Operation of Treaty Storage for Non-power Uses from 11 December 2009 through 31 July 2010*, signé le 3 décembre 2009

Cet accord est semblable aux accords antérieurs portant sur l'utilisation des réservoirs visés par le Traité à des fins autres que la production d'énergie, c'est-à-dire : 1) maintenir des débits qui favorisent la fraie de la truite dans les eaux canadiennes au cours de la période allant d'avril à juin; 2) améliorer la capacité des États-Unis d'augmenter les débits printaniers et estivaux pour favoriser le saumon et la truite arc-en-ciel en emmagasinant un million d'acres-pied d'eau dans le réservoir Arrow avant la fin avril; 3) de hausser les niveaux des lacs Arrow en permettant une remise en eau progressive; 4) améliorer la capacité des États-Unis d'atteindre les objectifs en matière de débits pour favoriser le saumon à Vernita Bar, en aval du barrage Priest Rapids.

- *Columbia River Treaty Operating Committee Agreement on Changes to Attachment B to the Columbia River Treaty Entity Agreement on Aspects of the Delivery of the Canadian Entitlement for 1 April 1998 through 15 September 2024 between the Canadian Entity and the United States Entity, dated 29 March 1999*, signé le 19 décembre 2007

Cet accord modifie les directives d'établissement du calendrier de livraison de la part canadienne qui figurent à l'annexe B de l'accord sur les modalités de la livraison (Accord sur certains aspects de la livraison).

- *Detailed Operating Plan for Columbia River Storage for 1 August 2010 through 31 July 2011*, en date de 29 juillet 2010

Ce document fournit des directives générales, des critères d'exploitation et des règles de gestion pour les trois réservoirs visés par le Traité au Canada (Mica, Arrow et Duncan) pour l'année d'exploitation allant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2010.

Réservoirs du système

Au début de l'année d'exploitation 2009-2010, soit le 1^{er} août 2009, les réservoirs canadiens contenaient 15,7 km³ (12,7 millions d'acres-pied) d'eau, ou 82,0 % de leur capacité maximale. Le volume d'eau stockée a atteint un minimum de 3,9 km³ (3,0 millions d'acres-pied) le 15 avril 2010 et a remonté à 15,9 km³ (12,9 millions d'acres-pied) ou à 82,5 % de leur capacité le 31 juillet 2010. Durant toute l'année d'exploitation, le volume composite stocké dans les réservoirs canadiens aux termes du Traité était très proche du volume composite prévu dans le Règlement sur les réservoirs visés par le Traité (RRVT), hormis de petites déviations causées par un prélèvement involontaire. Des prélèvements involontaires surviennent périodiquement en raison de la mise à jour des prévisions ou des différences entre les débits entrants projetés et réels.

Au début de l'année d'exploitation, les réservoirs canadiens étaient près des niveaux des PED déterminés lors d'une étude effectuée en vertu du Règlement sur les réservoirs visés par le traité (RRVT). Ils sont demeurés près des niveaux prévus par le RRVT jusqu'en septembre. Entre octobre 2009 et juin 2010, les réservoirs canadiens sont restés au-dessus des niveaux prescrits par le RRVT et s'en sont rapprochés en juillet, principalement en raison de la conclusion d'ententes supplémentaires procurant des avantages mutuels aux É.-U. et au Canada.

Le 1^{er} janvier 2010, les réserves d'eau prévues pour le fleuve Columbia en amont de The Dalles (de janvier à juillet) étaient de 109,2 km³ (88,5 millions d'acres-pied), soit 82,5 % de la moyenne pour la période allant de 1971 à 2000. Au 1^{er} avril 2010, les prévisions du volume d'écoulement ont chuté jusqu'à 86,0 km³ (84,7 millions d'acres-pi), et à The Dalles, le volume réel d'écoulement du fleuve Columbia de janvier à juillet s'établissait à 104,5 km³ (84,7 millions d'acres-pi), soit 78,9 % des chiffres moyens atteints entre 1971 et 2000.

Des données sur l'exploitation des trois réservoirs canadiens (Mica, Arrow et Duncan) et sur le réservoir Libby aux États-Unis pendant la période de 13 mois allant du 31 août 2009 au 30 septembre 2010 sont présentées aux pages 30 à 33 du présent rapport. Les hydrogrammes comparent les niveaux réels (courbes de remplissage) aux principales courbes de niveaux optimaux qui régissent l'exploitation des réservoirs visés par le Traité. La « courbe des niveaux optimaux pour la protection contre les inondations » correspond quant à elle aux hauteurs maximales qui permettent à la fin de chaque mois d'évacuer la quantité d'eau requise pour réduire les impacts prévus des précipitations et de la fonte des neiges. La « courbe des niveaux critiques » montre les hauteurs minimales à atteindre en fin de mois pour pouvoir répondre à la demande énergétique dans les pires conditions de réserve. Finalement, la « courbe de remplissage variable » illustre les niveaux à atteindre afin d'être raisonnablement sûr de pouvoir remplir les réservoirs avant la fin de juillet.

Réservoir Mica

Le 24 septembre 2009, le réservoir Mica (Kinbasket) a atteint une cote maximale de 751,97 m (2 467,1 pi), soit 2,41 m (7,9 pi) au-dessous de sa pleine capacité. Le volume du réservoir a été réduit au cours de l'automne et de l'hiver afin de répondre à la demande en électricité et de se préparer en vue du ruissellement printanier. Cette année, il a atteint un niveau minimal de 724,7 m (2 377,6 pi) le 10 mai 2010, lequel est inférieur au niveau minimal de 2009. À titre comparatif, en 2009, le niveau minimal était de 730,4 m (2 369,2 pi) le 9 mai. Les niveaux inférieurs du printemps étaient attribuables à la fois aux demandes d'électricité plus élevées en hiver et aux mois de temps sec de l'automne et de l'hiver. Entre la fin mai et le début juillet, les débits de Mica ont été réduits presque au minimum. Cette activité est normale compte tenu de la baisse des demandes d'électricité et des contraintes du système et vise à augmenter les probabilités que le réservoir se remette en eau. Toutefois, cette activité s'est poursuivie jusqu'au début août en raison des restrictions de production à la centrale hydroélectrique de Revelstoke. À la mi-août, les activités normales du projet avaient repris à la suite du retour des génératrices de Revelstoke, de sorte que la production d'électricité des projets du Haut-Columbia a été augmentée afin de maintenir le réservoir des lacs Arrow au meilleur niveau pour son utilisation en été aux fins récréatives. L'augmentation quasi record du débit d'entrée en septembre a entraîné la remise en eau continue du réservoir Kinbasket entre septembre et le début octobre.

Le 30 septembre 2010, le réservoir a atteint une cote de 753,04 m (2 470,6 pi), soit 1,34 m (4,4 pi) au-dessous de sa pleine capacité. En octobre, la retenue du réservoir devait continuer d'augmenter pour atteindre un maximum de 753,5 m (2 472 pi), soit 0,9 m (3 pi) au-dessous de sa pleine capacité à la mi-octobre 2010, et aurait ainsi dépassé le sommet atteint en 2009.

Réservoir Arrow

Le 30 juin 2009, le réservoir des lacs Arrow a atteint une cote maximale de 437,8 m (1 435,6 pi), soit 2,5 m (8,4 pi) de moins que sa pleine capacité. Le réservoir s'est vidé durant l'automne et l'hiver, comme prévu, afin de répondre aux demandes strictes prévues par le Traité. Cette année, en 2010, il a atteint un niveau minimal de 429,0 m (1 407,5 pi) le 14 janvier. À titre comparatif, le niveau minimal atteint par le réservoir des lacs Arrow était de 429,3 m (1 408,6 pi) le 30 mars 2009. La hausse des niveaux en hiver et au printemps était principalement attribuable aux faibles décharges prévues par le Traité des lacs Arrow, à la remise en eau prévue par l'entente Non-Treaty Storage Agreement (NTSA) de juillet 1990 et aux activités de Treaty Flex. L'augmentation des débits d'entrée du bassin attribuable au ruissellement de l'eau de fonte des neiges entre mai et le début juillet a entraîné la remise en eau plutôt rapide du réservoir, lequel s'est rempli jusqu'à son niveau de lutte contre les crues prévu par le Traité (niveau maximal) en juin, pour atteindre un niveau maximal de 439,3 m (1 441,3 pi) le 5 juillet 2010, soit 0,82 m (2,7 pi) au-dessous de sa pleine capacité.

En raison des restrictions de production dans les réservoirs d'amont entre juillet et le début août et de l'activité de prélèvement proportionnel prévue par le Traité se déroulant depuis août 2010, le réservoir des lacs Arrow s'est vidé au cours de l'été et affichait respectivement des niveaux de 437,54, de 436,11 et de 434,64 m (1 435,5, 1 430,8 et 1 426,0 pi) le 31 juillet, le 31 août et le 30 septembre.

Réservoir Duncan

Le 21 août 2009, le réservoir Duncan s'est remis en eau pour atteindre un niveau de 575,86 m (1 889,3 pi), soit 0,82 m (2,7 pi) au-dessous de sa pleine capacité. Entre septembre 2009 et avril 2010, le débit de la décharge du réservoir Duncan a servi à augmenter l'apport au lac Kootenay, tout en favorisant le frai et l'éclosion d'espèces aquatiques. BC Hydro a demandé la modification permanente la courbe de régulation du débit du réservoir Duncan à compter du 28 février 2010 en la faisant passer de 551,0 m (1 807,7 pi) à 552,4 m (1 812,5 pi). Cette demande a été ensuite approuvée par le U.S. Army Corps of Engineers (USACE). L'augmentation du volume des eaux de retenue du 28 février a facilité le maintien d'un débit minimal de 73 m³/s (2,6 milliers de pieds cubes par seconde) dans la rivière Duncan, sous la confluence Lardeau, pour favoriser l'éclosion des œufs de poisson durant la période de mars à avril, comme convenu en vertu du Plan d'utilisation des eaux (PUE) de la rivière Duncan. Comme ce fut le cas pour la plupart des années, le réservoir s'est presque complètement vidé à la fin avril ou au début mai. En 2010, cependant, les prélèvements des ouvrages de retenue ont été restreints en raison de débits d'entrée élevés en avril et des exigences du PUE visant à empêcher que les débits sortants ne s'accroissent. C'est pourquoi le réservoir Duncan a atteint le volume minimal pour l'exercice, soit 547,1 m (1 797,31 pi) le 18 avril, environ 1 m (3 pi) au-dessus du volume minimal autorisé.

À titre de comparaison, en 2009, le réservoir a atteint un niveau de 547,1 m (1 794,9 pi) le 23 avril. Le volume de vidange a été réduit à son niveau minimal de 3 m³/s (0,1 millier de pieds cubes par seconde) le 19 mai 2010 afin d'amorcer le remplissage du réservoir. Cette opération s'est poursuivie jusqu'au début d'août, où le réservoir Duncan a atteint le niveau de 576,04 m (1 889,9 pi) ou 0,64 m (2,1 pi) sous sa pleine capacité, le 12 août 2010. Ce niveau a été maintenu tout le mois d'août et jusqu'à la fête du Travail (le 6 septembre) pour atteindre la cote cible de 575,5 +/- 0,3 m (1 888 pi +/- 1 pi) conformément aux exigences du PUE. Pour le reste du mois de septembre, les débits ont été accrus pour faciliter l'abaissement du niveau du réservoir à 573,72 m (1 882,3 pi) le 30 septembre 2010.

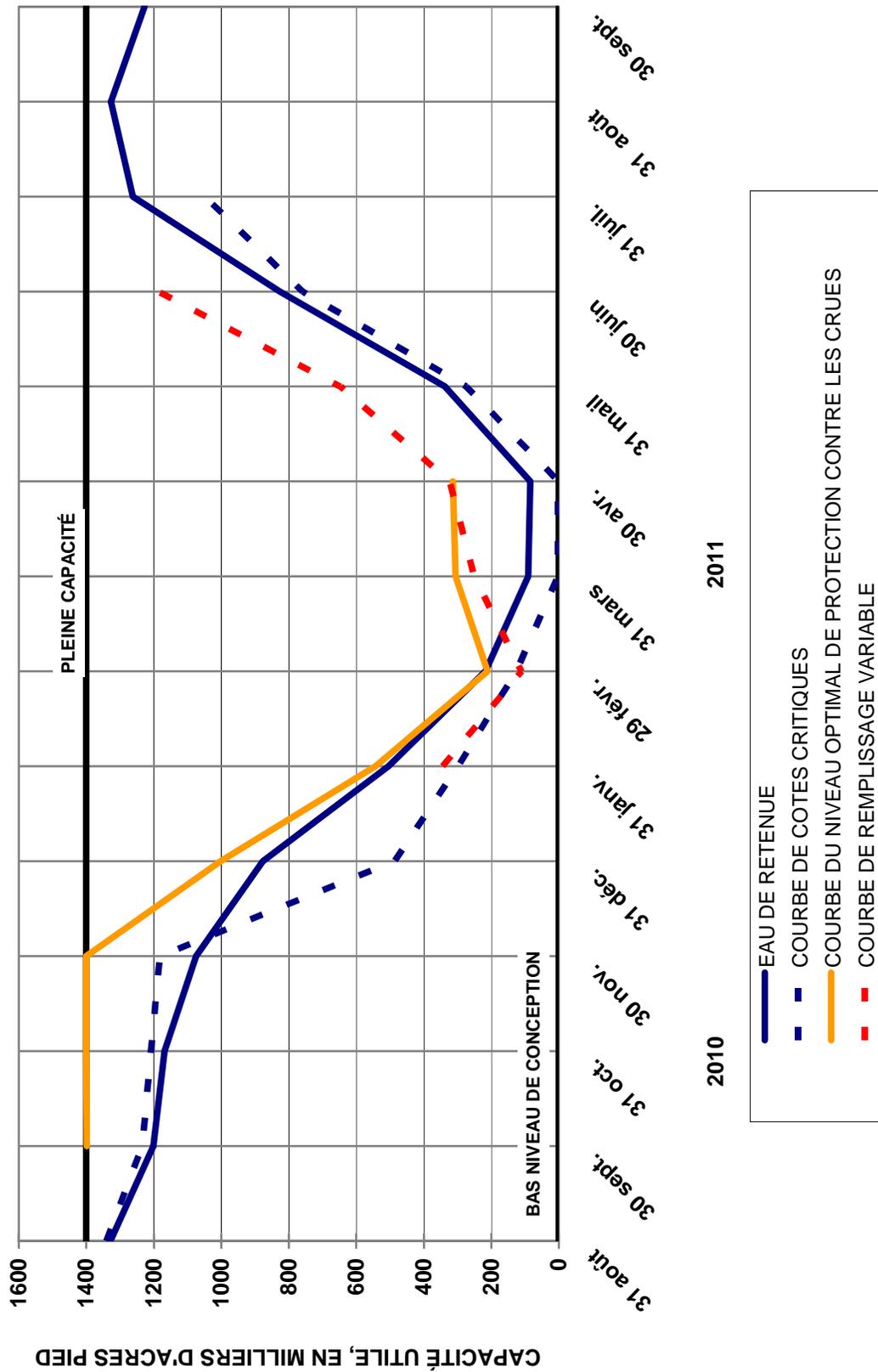
Réservoir Libby

Le réservoir Libby (Koocanusa) s'est rempli jusqu'à son niveau maximal de 744,7 m (2 443,3 pi) le 25 août 2009, à 4,8 m (15,7 pi) de sa pleine capacité. Le niveau du réservoir s'est ensuite abaissé durant l'automne et l'hiver. Le 31 décembre 2009, le niveau du réservoir était de 734,84 m (2 410,9 pi) et s'est maintenu au niveau prescrit dans les procédures de lutte contre les crues à débit variable (VarQ). Le réservoir a atteint son niveau minimal de 732,25 m (2 402,4 pi) le 17 avril 2010. Pendant la remise en eau, le barrage Libby a fonctionné conformément aux principes des procédures d'exploitation de VARQ et à la dérogation approuvée qui consiste à maintenir le volume à la cote minimale de retenue de 0,32 km³ (0,26 million d'acres-pi) pour faire augmenter la probabilité d'atteindre la cote du seuil déversant minimal pour libérer le volume d'eau requis en aval pour les besoins des esturgeons. Le barrage Libby a stocké 0,98 km³ (0,8 d'acres-pi) pour permettre aux esturgeons de frayer et on a ensuite libéré le volume d'eau accumulé en vertu de la dérogation du 15 juillet. Le réservoir s'est rempli jusqu'à son niveau maximal de 744,6 m (2 442,9 pi) le 17 août 2010, à 4,9 m (16,1 pi) de sa pleine capacité et le niveau a baissé à 744,4 m (2 442,1 pi) le 31 août.

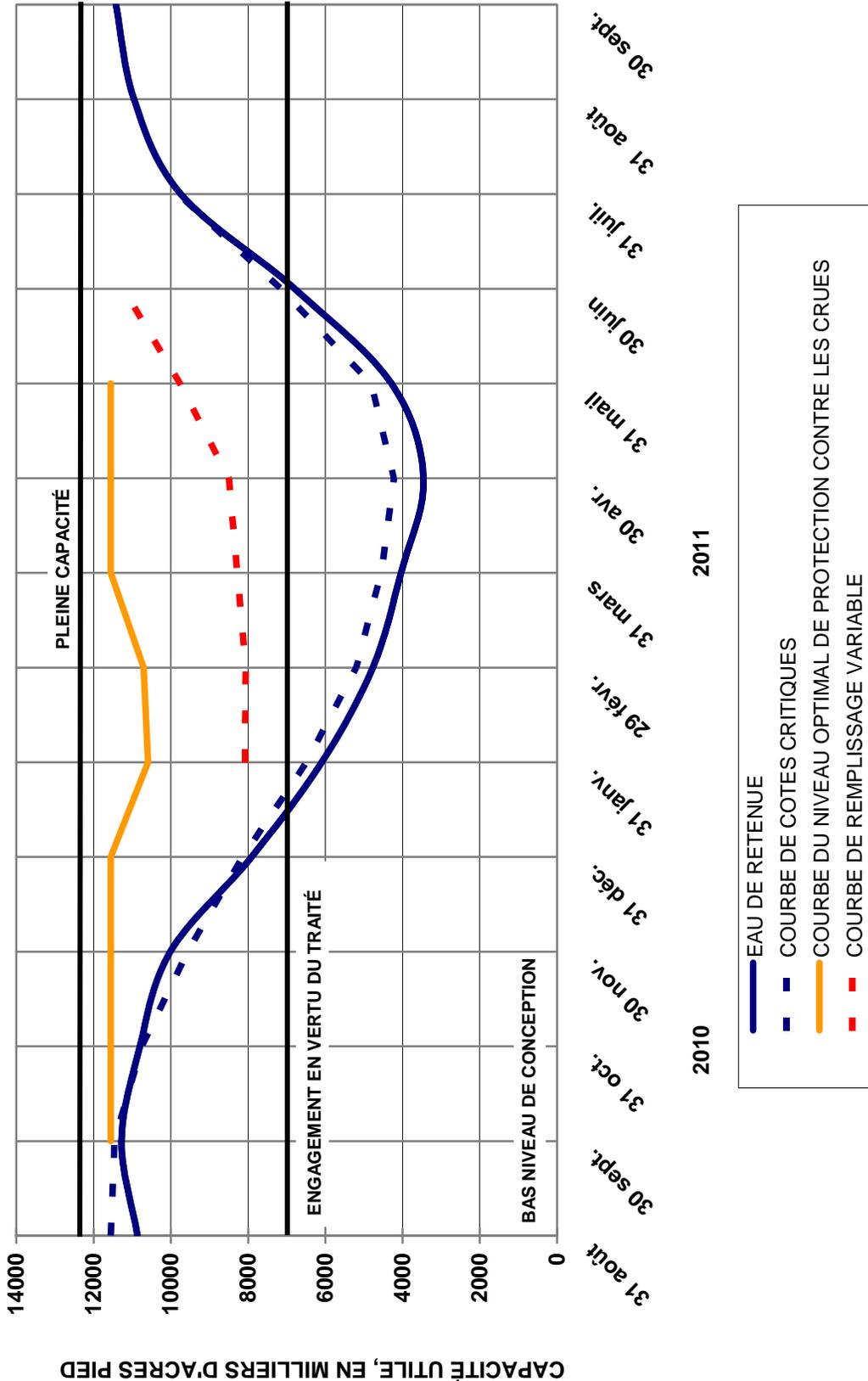
Lutte contre les crues

Les réservoirs du bassin du fleuve Columbia ont été exploités selon le Programme de lutte contre les inondations de mai 2003. Les prévisions d'apport d'eau de 2010 étaient inférieures à la normale dans tout le bassin du fleuve Columbia, y compris son cours supérieur, ainsi que dans le bassin de la rivière Snake. À The Dalles, en Oregon, on a enregistré un débit de pointe régularisé de 11 066 m³/s (390,8 kpi³/s) le 11 juin 2010, tandis que le débit de pointe non régularisé a été estimé à 15 576 m³/s (550,1 kpi³/s) le 7 juin 2010. Le niveau maximal mesuré à Vancouver (Washington) a été de 4,45 m (14,6 pi) le 12 juin 2010, et le plus haut niveau non régularisé a été estimé à 5,85 m (19,2 pi) le 9 juin 2010.

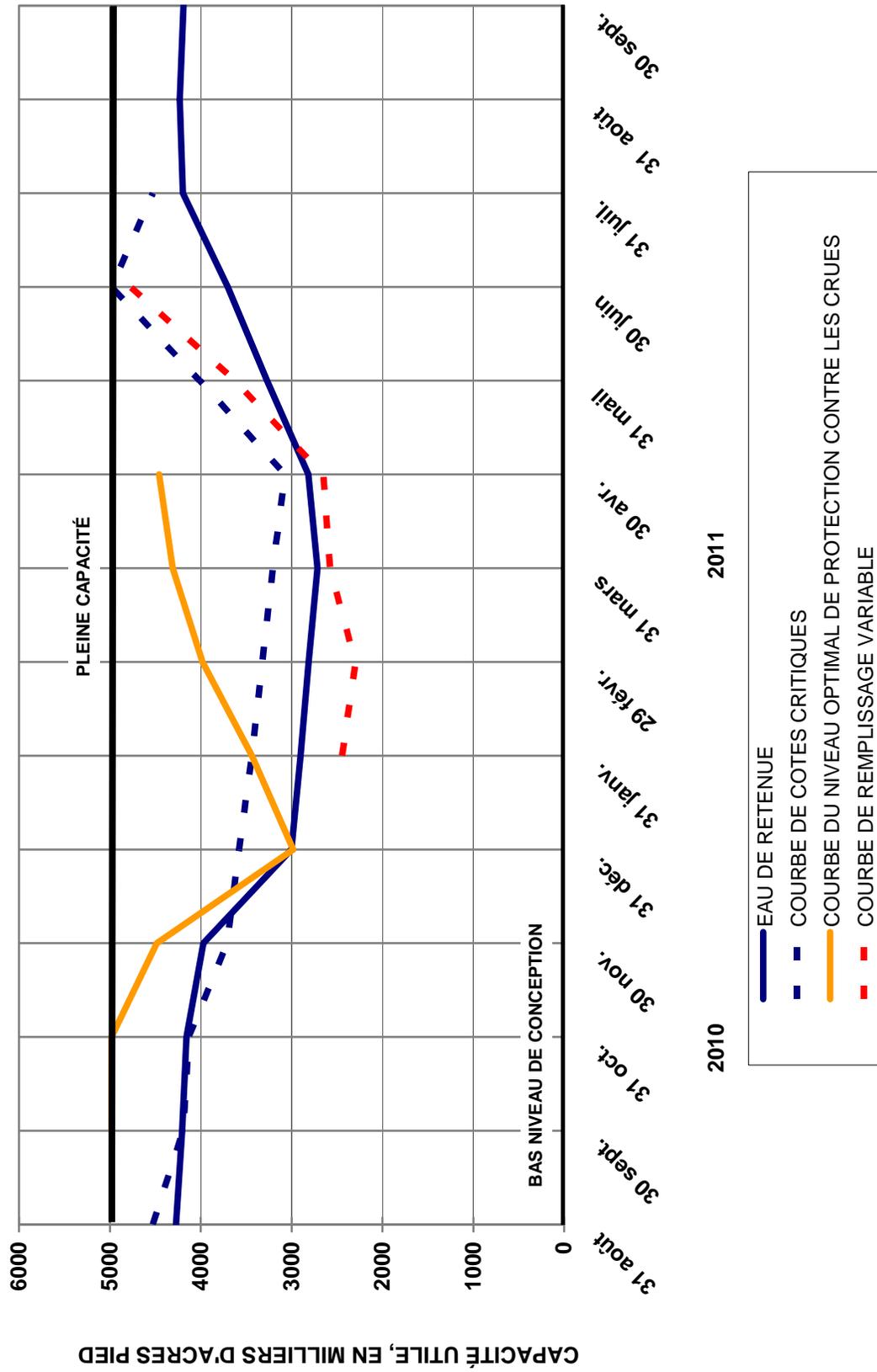
RÉSERVOIR DUNCAN



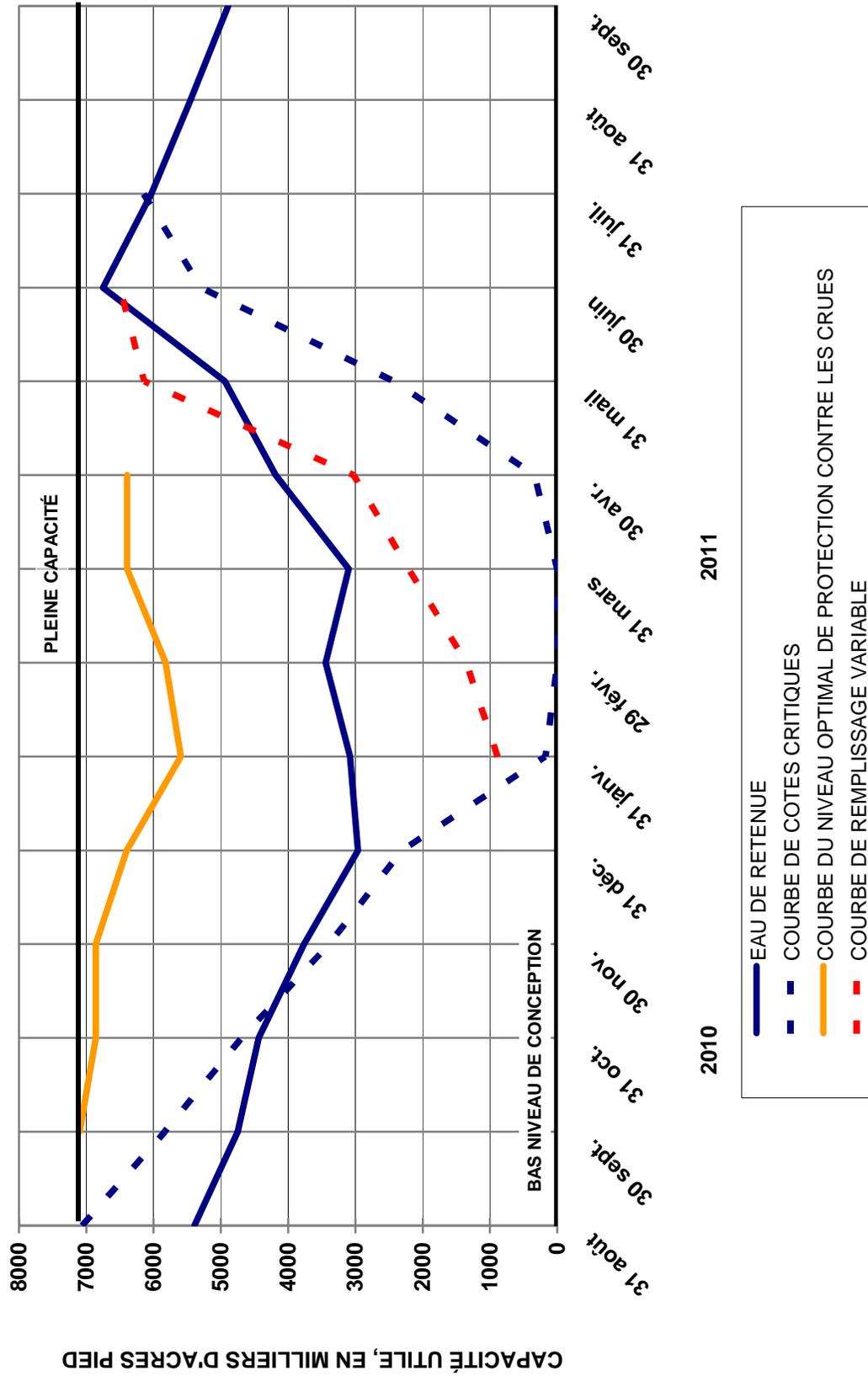
RÉSERVOIR MICA



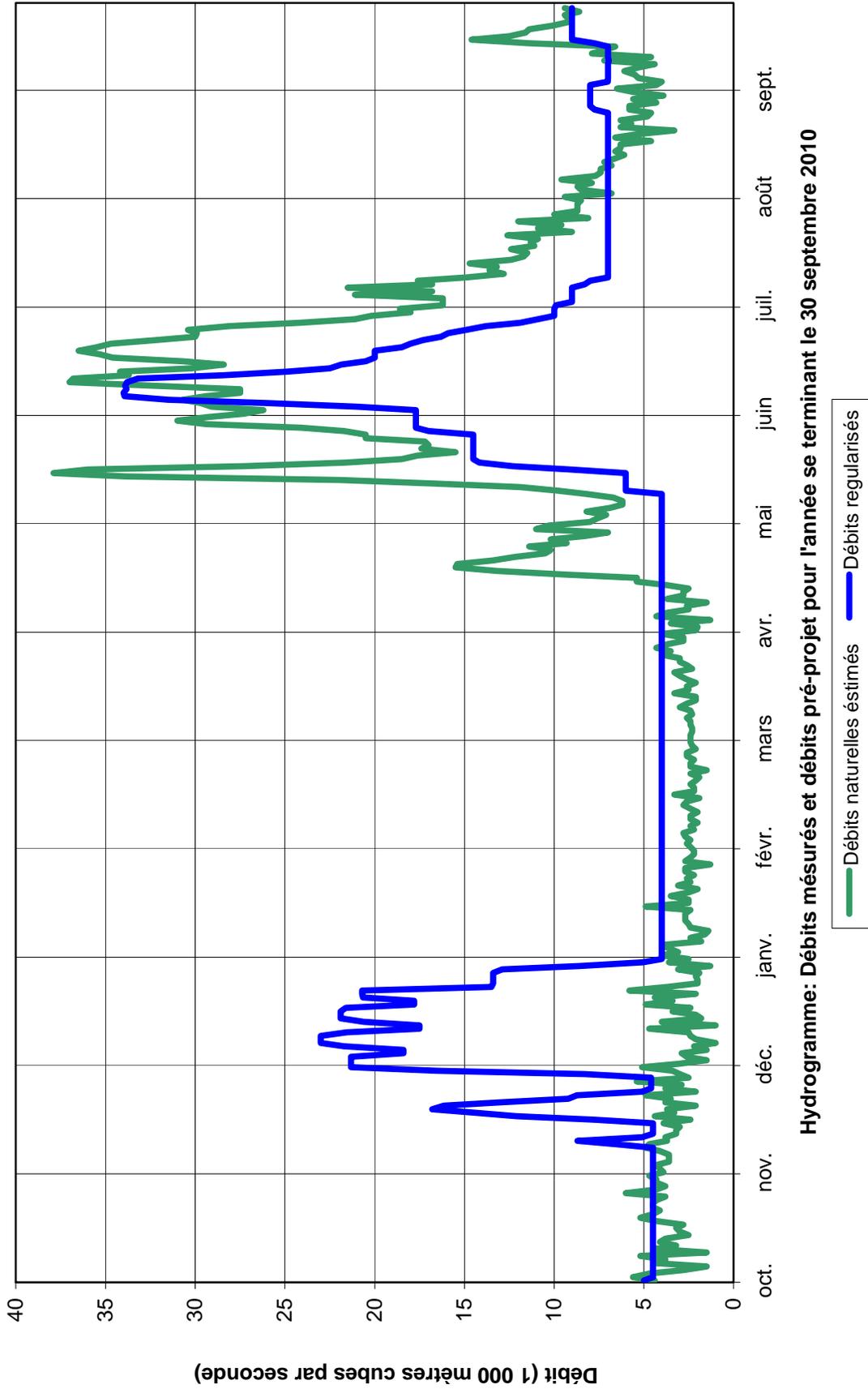
RÉSERVOIR LIBBY



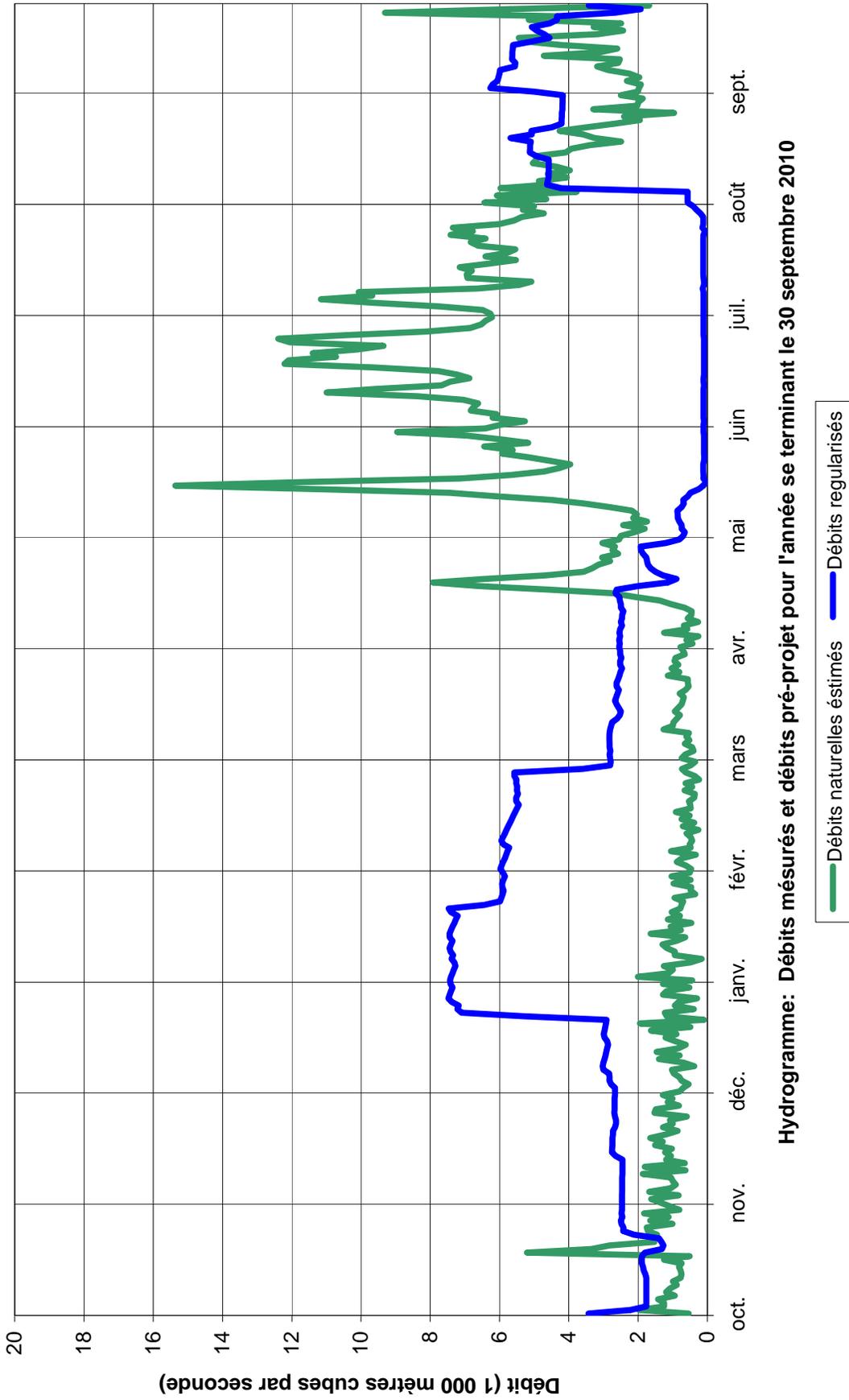
RÉSERVOIR ARROW



RIVIÈRE KOOTENAI AU BARRAGE LIBBY



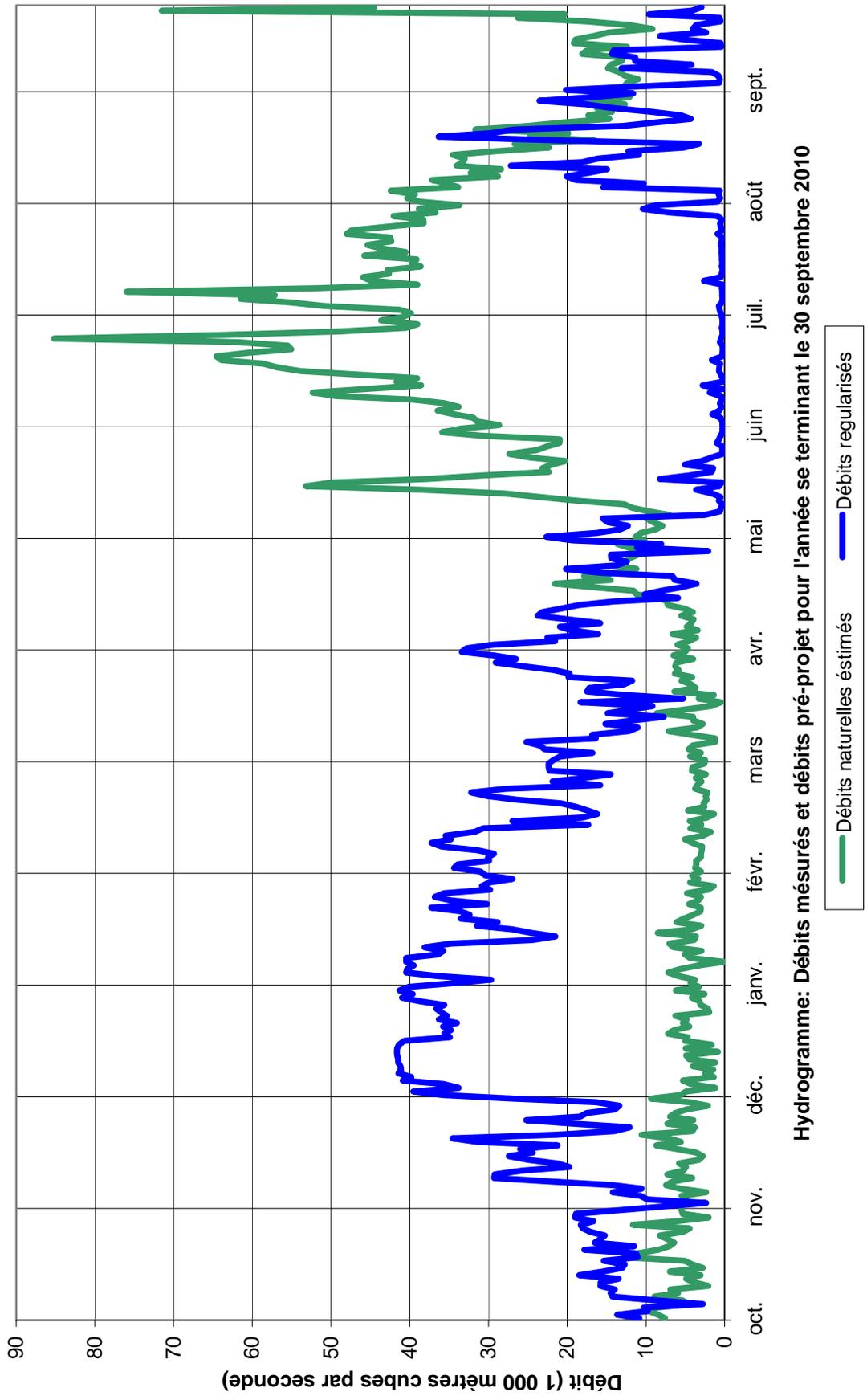
RIVIÈRE DUNCAN AU BARRAGE DUNCAN



Hydrogramme: Débits mesurés et débits pré-projet pour l'année se terminant le 30 septembre 2010

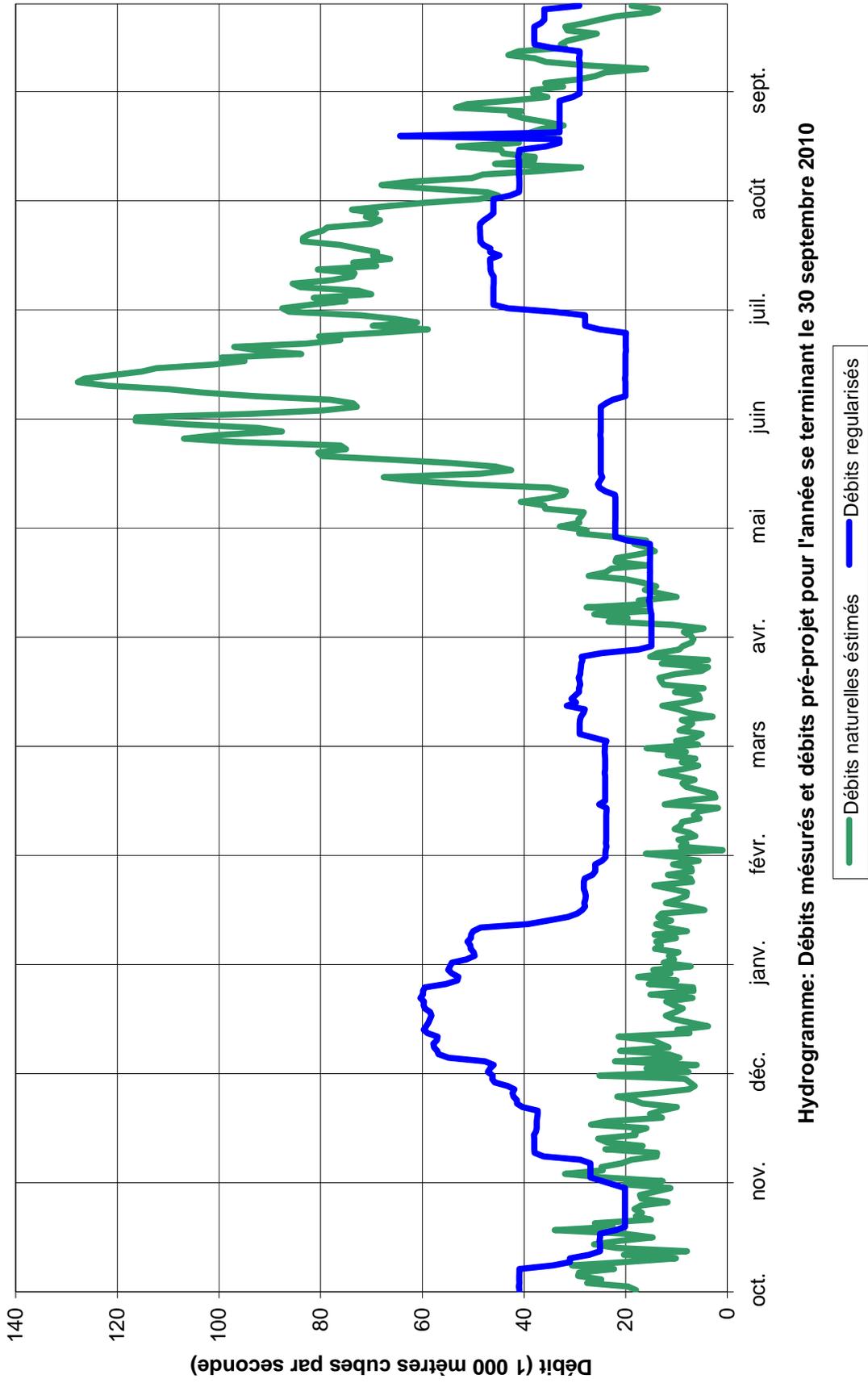
— Débits naturels estimés — Débits regularisés

FLEUVE COLUMBIA AU BARRAGE MICA

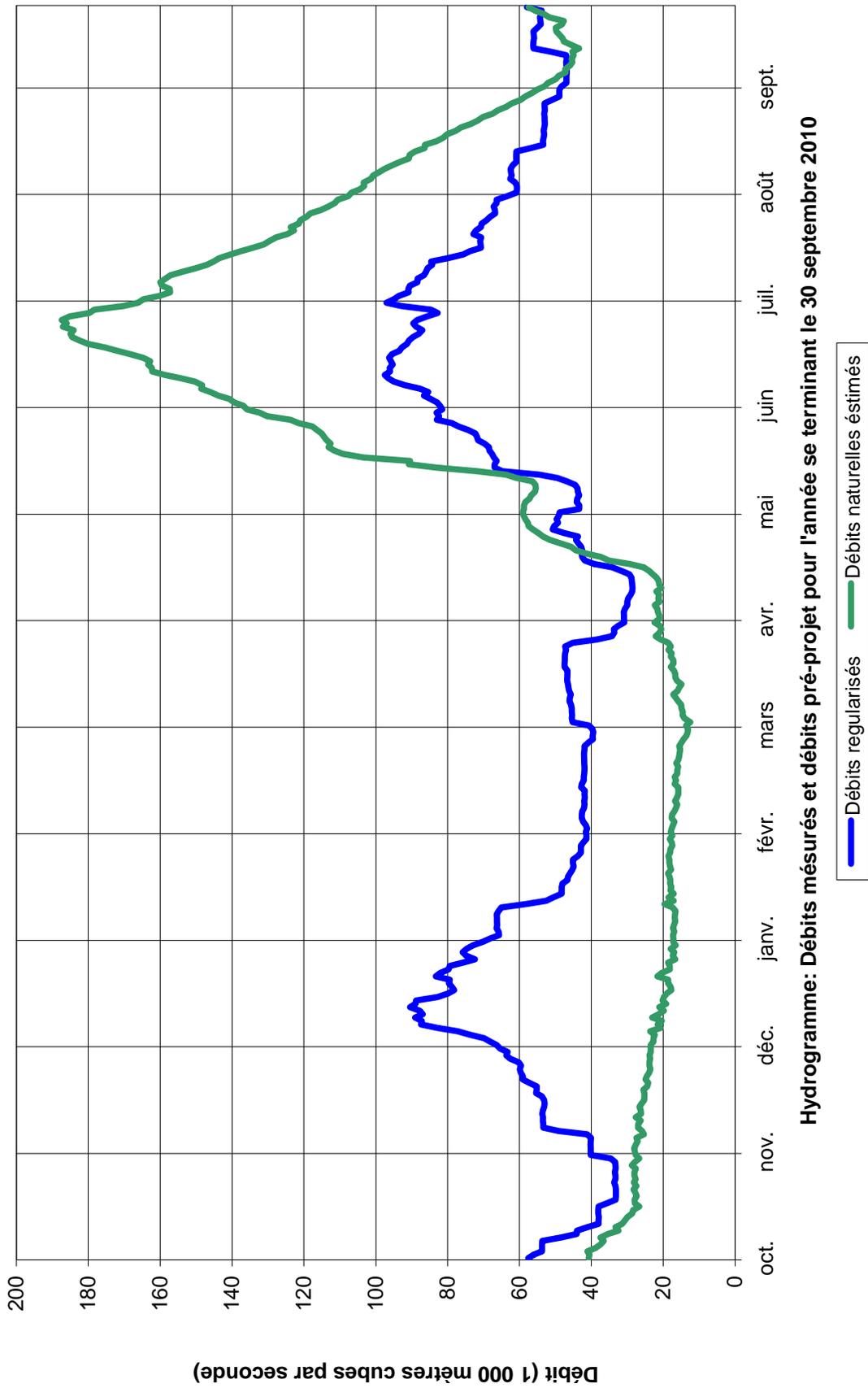


Hydrogramme: Débits mesurés et débits pré-projet pour l'année se terminant le 30 septembre 2010

FLEUVE COLUMBIA AU BARRAGE HUGH KEENLEYSIDE



FLEUVE COLUMBIA À BIRCHBANK



AVANTAGES LIÉS AU TRAITÉ

Avantages de la lutte contre les inondations

Le niveau des réservoirs du bassin du fleuve Columbia, y compris ceux visés par le Traité du fleuve Columbia, a été abaissé durant l'hiver en prévision des crues printanières. Il n'y a pas eu d'inondations majeures au cours de l'année d'exploitation 2009-2010. Les débits non régularisés mesurés à The Dalles ont représenté 79 % de la moyenne pour 1971-2000. Les débits de pointe régularisés et non régularisés ainsi que les niveaux du fleuve Columbia sont résumés dans les tableaux ci-dessous.

Débit du fleuve Columbia à The Dalles (Orégon)

Date	Débit de pointe régularisé en m ³ /s (pi ³ /s)	Date	Débit de pointe non régularisé en m ³ /s (pi ³ /s)
11 juin 2010	11 066 (390 800)	7 juin 2010	15 576 (550 060)

Niveau du fleuve Columbia à Vancouver (Washington) (niveau de crue : 4,9 mètres [16,0 pieds])

Date	Débit de pointe régularisé en m ³ /s (pi ³ /s)	Date	Débit de pointe non régularisé en m ³ /s (pi ³ /s)
12 juin 2010	4,45 (14,6)	9 juin 2010	5,85 (19,2)

Les ouvrages de retenue Duncan et Libby ont limité le niveau maximal du lac Kootenay à 522,97 mètres (m) (1 748,6 pi) le 19 juin 2010. Selon les estimations, ils ont réduit le niveau maximal du lac Kootenay d'environ 0,8 m (2,5 pi). Les ouvrages de retenue Duncan, Arrow, Mica et Libby ont limité le débit de pointe du fleuve Columbia à la hauteur de Trail, juste en amont de Birchbank, en Colombie-Britannique, à 2 760 m³/s ou 97,000 pi³ le 16 juin 2010. N'eut été des barrages, le débit aurait été de 6 110 m³/s (216 000 d'acres-pi). Cela représente une réduction du débit de pointe du fleuve de l'ordre d'environ 3 350 m³/s (119 000 d'acres-pi). Le niveau critique de crue du lac Kootenay est de 534,92 m (1 755 pi) et le niveau de débordement du fleuve Columbia à Birchbank est estimé à 6 372 m³/s (225 000 d'acres-pi).

Avantages énergétique

Du 1^{er} août au 30 septembre 2010, la quote-part canadienne des avantages énergétiques d'aval restituée par l'organisme américain s'est chiffrée à 567,1 MW moy. d'énergie à des débits atteignant 1 352 MW moy., en excluant les pertes durant le transport, dont les débits ont atteint 1 352 MW du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2010, et 535,7 MW moy. à des débits atteignant 1 316 MW du 1^{er} août 2010 au 30 septembre 2010.

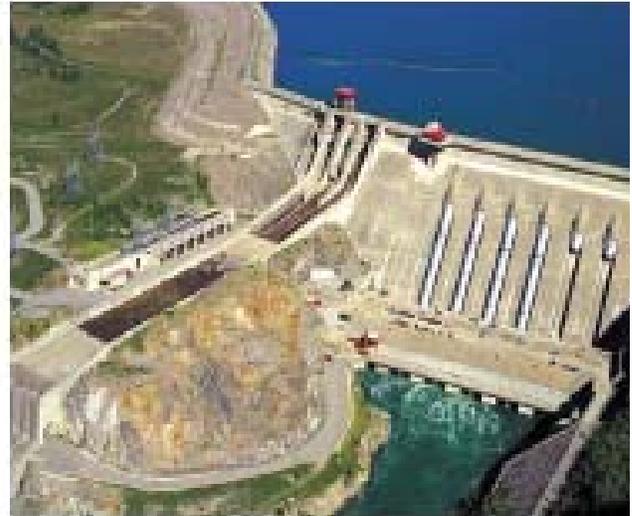
Au cours de l'année d'exploitation 2009-2010, les livraisons des parts canadiennes ont été réduites à plusieurs reprises. Afin d'assurer la continuité du service, l'entretien des installations de transport d'électricité a été reporté après la tenue des Jeux olympiques et paralympiques d'hiver de 2010 en Colombie-Britannique. Les réductions de la quote-part canadienne ont été de : 2 heures en novembre 2009 (1210 MWh); 1 heure en mai 2010 (17 MWh); 1 heure en juin 2010 (10 MWh), et 15 heures en juillet 2010 (3 074 MWh). Les réductions ont toutes été rattrapées dans le mois où elles se sont produites.

Autres avantages

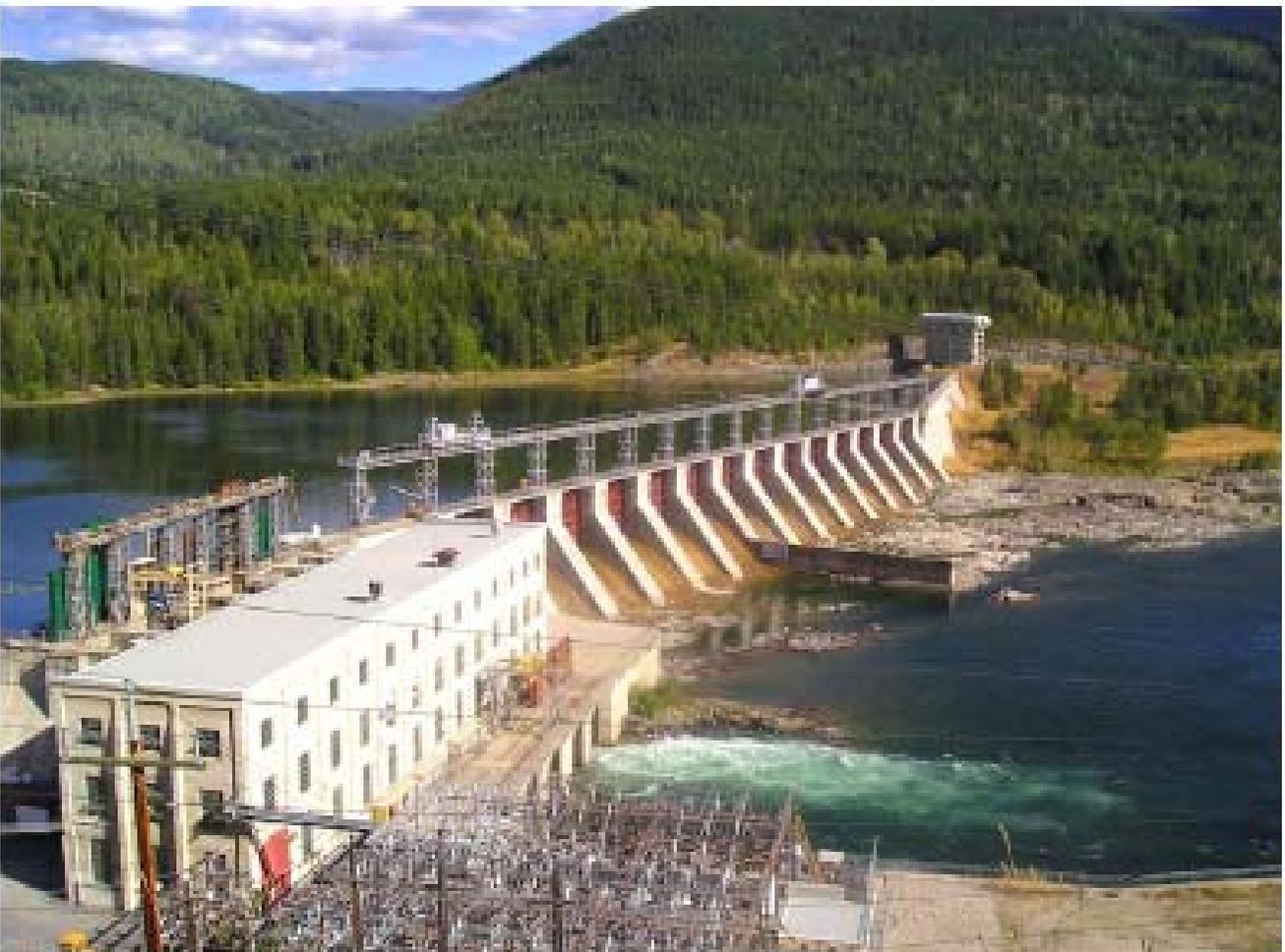
Les réservoirs ont été régularisés à des fins autres qu'énergétiques dans le cadre d'un accord conclu entre les organismes au cours de l'année d'exploitation de 2010. Un accord de swap visant les ouvrages Libby et Arrow a été conclu en août 2009 afin de garantir des niveaux d'eau suffisants à la fin de l'été pour favoriser les activités récréatives au lac Koocanusa. Un accord relatif au stockage d'eau à l'automne (Fall Storage Agreement) a été signé en octobre 2009 afin de permettre le stockage d'eau dans le réservoir Arrow et le lâcher d'eau en hiver pour accroître la production d'énergie et pour favoriser les poissons résidents. Un accord relatifs aux utilisations autres que la production d'électricité a été signé en décembre 2009 dans le but de protéger la fraie du ménomini de montagnes en hiver et pour favoriser la fraie de la truite arc-en-ciel en aval du barrage Arrow au printemps. Cet accord permettra également aux États-Unis d'emmagasiner un million d'acres-pied d'eau dans le réservoir Mica afin d'augmenter les débits sur le territoire américain afin de faciliter la migration du saumon. Un accord relatif au stockage d'eau en été (non prévu au Traité) a été conclu en juin 2010 pour répondre aux besoins liés à la pêche en été du côté américain et pour assurer des niveaux d'eau suffisants en été dans le lac Arrow.



Le fleuve Columbia, en Colombie-Britannique



L'ouvrage Revelstoke sur le fleuve Columbia, en Colombie-Britannique



Le barrage Cora Linn (FortisBC), à l'exutoire du lac Kootenay, en Colombie-Britannique

CONCLUSIONS

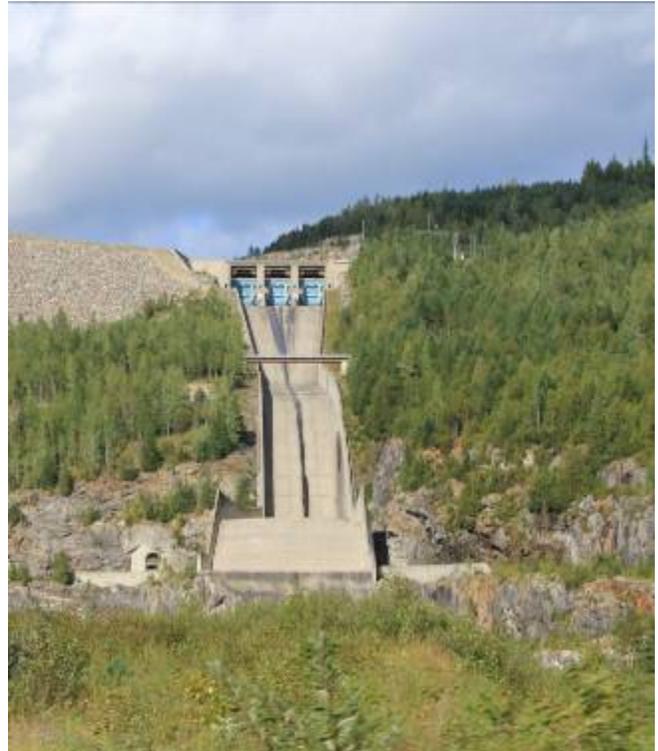
1. Au cours de la période visée par le présent rapport, les ouvrages Duncan, Mica et Arrow ont été exploités conformément aux dispositions du Traité, selon les plans d'exploitation détaillés (PED) élaborés par les organismes, le programme de lutte contre les inondations (PLCI) et d'autres accords conclus par les entités. De son côté, l'organisme américain a exploité le réservoir du projet Libby en fonction du Programme de lutte contre les inondations (PLCI) de 2003, du Libby Coordination Agreement (LCA) de 2000, de la demande en électricité des États-Unis et des directives contenues dans l'Opinion biologique (OpBi) de 2000 de l'United States Fish and Wildlife Service (USFWS) et de l'OpBi de 2004 du National Marine Fisheries Service (NMFS), et selon les principes d'exploitation VarQ en huit étapes.
2. La quote-part canadienne des avantages énergétiques d'aval versée au cours de la période visée a été établie conformément aux procédures prévues dans le Traité et le Protocole. Du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2010, la quote-part canadienne des avantages énergétiques d'aval restituée par l'organisme américain s'est chiffrée à 567,1 MW moy. d'énergie à des débits atteignant 1 352 MW. Du 1^{er} août au 30 septembre 2010, la quote-part canadienne des avantages énergétiques d'aval restituée par l'organisme américain s'est chiffrée à 535,7 MW moy. d'énergie à des débits atteignant 1 396 MW. Les livraisons de la quote-part canadienne ont été réduites de 19 heures au cours de l'année d'exploitation 2009-2010, mais toutes ces réductions ont été rattrapées dans le mois où elles se sont produites.
3. Au début de l'année d'exploitation 2009-2010, soit le 1^{er} août 2009, les réservoirs canadiens contenaient 15,7 km³ (12,7 millions d'acres-pied) d'eau, ou 82,0 % de leur capacité maximale. Le volume d'eau stockée a atteint un minimum de 3,9 km³ (3,0 millions d'acres-pied) le 15 avril 2010 et a remonté à 15,9 km³ (12,9 millions d'acres-pied) ou à 82,5 % de leur capacité le 31 juillet 2010. Le 1^{er} avril 2010, les réserves d'eau prévues pour le fleuve Columbia en amont de The Dalles (de janvier à juillet) étaient de 86,0 km³ (69,7 millions d'acres-pied), soit 65,0 % de la moyenne pour la période allant de 1971 à 2000. De janvier à juillet, l'écoulement à The Dalles était de 104,5 km³ (84,7 millions d'acres-pied) ou 79,0 % de la moyenne.
4. L'OpBi de 2008 a conclu que l'exploitation du complexe hydroélectrique fédéral du fleuve Columbia (Federal Columbia River Power System, FCRPS) n'est pas susceptible de mettre en péril la survie du saumon et de la truite arc-en-ciel dans le bassin du fleuve. Certains intérêts ont contesté l'OpBi dès sa diffusion. En février 2010, le juge Redden a prononcé un ajournement volontaire de trois mois de l'OpBi de 2008 en vue d'y incorporer le Programme de mise en œuvre de la gestion adaptative (AMIP) et son dossier administratif. Cela a donné, en 2010, l'OpBi supplémentaire parue en mai. En septembre 2010, le juge a permis aux plaignants de déposer des plaintes supplémentaires contre l'OpBi supplémentaire de 2010. Les plaignants ont demandé une décision en référé en octobre et les défendeurs ont déposé leurs contre-mémoires en décembre. Une audience aura vraisemblablement lieu au début de 2011.

5. Le Comité de l'hydrométéorologie du Traité du fleuve Columbia (CHMTFC) poursuit son évaluation du réseau hydrométéorologique afin de déterminer si ses capacités actuelles sont convenables et suffisantes pour l'exploitation prévue par le Traité. Dans un rapport de situation du réseau de stations, le comité a répertorié celles qui ont connu des changements entre 2005 et 2010 inclusivement. Ce rapport n'aborde toutefois pas la question dominante de la suffisance du réseau. Le comité poursuit son travail sur la question de la convenance du réseau.

6. La Commission conclut que les objectifs du Traité ont été atteints.



Treaty Tower, Barrage Libby (Montana)



Évacuateur, Barrage Mica (Colombie-Britannique)



Tournée d'inspection 2010, Aéroport Revelstoke (Colombie-Britannique)

ANNEXE A

**COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE
DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA**

COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA

États-Unis

Membres

M. Steven Stockton, ing., président
Director
Civil Works
U.S. Army Corps of Engineers
Washington (DC)

M. Ed Sienkiewicz
Consultant
Newberg (Oregon)

Mandataires

M. Robert A. Pietrowsky
Director
Institute for Water Resources
U.S. Army Corps of Engineers
Alexandria (Virginia)

M. George Bell
Consultant
Lake Oswego (Oregon)

Secrétaires

M. Jerry W. Webb, ing.
Principal Hydrologic & Hydraulic Engineer
Engineering & Construction CoP
Directorate of Civil Works
U.S. Army Corps of Engineers
Washington (DC)

Canada

M. Jonathan Will, président nommé
Directeur général
Direction des ressources en électricité
Ressources naturelles Canada
Ottawa (Ontario)

M. Tim Newton, ing.
Expert-conseil
Vancouver (Colombie-Britannique)

M. Glen Davidson, ing.
Contrôleur des droits relatifs à l'eau
Water Management Branch
B.C. Ministry of Natural Resource Operations
Victoria (Colombie-Britannique)

M. Ivan Harvie, ing.
Ingénieur principal
Division de l'énergie renouvelable et électrique
Direction des ressources en électricité
Ressources naturelles Canada
Calgary (Alberta)

M. Darcy Blais
Conseiller principal des politiques
Division de l'énergie renouvelable et électrique
Direction des ressources en électricité
Ressources naturelles Canada
Ottawa (Ontario)

COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA

COMPOSITION ACTUELLE ET PASSÉE

États-Unis

Membres

M. Wendell Johnson* 1964–1970
M. Morgan Dubrow 1964–1970
M. John Neuberger 1970–1973
M. Joseph Caldwell* 1971–1973
M. Homer Willis* 1973–1979
M. King Mallory 1973–1975
M. Raymond Peck, Jr. 1976–1977
M. Emerson Harper 1978–1988
M. Lloyd Duscha* 1979–1990
M. Ronald Wilkerson 1988–2005
M. Herbert Kennon* 1990–1994
M. John Elmore* 1994–1996
M. Steven Stockton* 1996–
M. Ed Sienkiewicz 2005–

Mandataires

M. Fred Thrall 1964–1974
M. Emerson Harper 1964–1978
M. Alex Shwaiko 1974–1987
M. Herbert Kennon 1987–1990
M. Thomas Weaver 1979–1997
M. John Elmore 1990–1994
M. Paul Barber 1994–1995
M. Daniel Burns 1995–1997
M. George Bell 1997–
M. Earl Eiker 2000–2004
M. Robert Pietrowsky 2004–

Secrétaires

M. John Roche 1965–1969
M. Verle Farrow 1969–1972
M. Walter Duncan 1972–1978
M. Shapur Zanganeh 1978–1995
M. Richard DiBuono 1995–2000
M. Robert Bank 2000–2004
M. Jerry Webb 2004–

*Président

Canada

M. Gordon McNabb* 1964–1991
M. Arthur Paget 1964–1973
M. Valter Raudsepp 1973–1974
M. Ben Marr 1974–1987
M. Tom Johnson 1987–1988
M. Douglas Horswill 1989–1991
M. John Allan 1991–1999
M. David Oulton* 1991–1996
M. Daniel Whelan* 1996–2002
M. Charles Kang 1999–2001
M. Jack Ebbels 2001–2003
M. Tim Newton 2003–
M. Tom Wallace* 2004–

M. Mac Clark 1964–1992
M. Jim Rothwell 1964–1965
M. Hugh Hunt 1966–1988
M. Donald Kasianchuk 1988–1996
M. Vic Niemela 1992–1994
M. David Burpee 1994–2007
M. Jack Farrell 1996–1997
M. Prad Kharé 1997–1999
M. James Mattison 1999–2009
M. Ivan Harvie 2007–
M. Glen Davidson 2009–

M. Mac Clark 1964–1992
M. David Burpee 1992–2003
M^me Eve Jasmin 2003–2007
M. Darcy Blais 2007–

**COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE
DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA
COMITÉ D'INGÉNIEURS**

COMPOSITION ACTUELLE

États-Unis

Membres

M. Jerry W. Webb, ing., président
Principal Hydrologic & Hydraulic Engineer
Engineering & Construction CoP
Directorate of Civil Works
U.S. Army Corps of Engineers
Washington (DC)

M. Kamau Sadiki
Manager
National Hydropower Program Business Line
Operations Community of Practice
U.S. Army Corps of Engineers
Washington (DC)

M. Michael Cowan, ing.
Technical Services Manager
Corporate Services Office
Western Area Power Administration
Lakewood (Colorado)

M. Patrick McGrane, ing.
Gestionnaire
River and Reservoir Operations Group
Pacific Northwest Regional Office
Bureau of Reclamation
Boise (Idaho)

Canada

M. Ivan Harvie, ing., président intérimaire
Ingénieur principal
Division de l'énergie renouvelable et électrique
Direction des ressources en électricité
Ressources naturelles Canada
Calgary (Alberta)

M. Darcy Blais
Conseiller principal des politiques
Division de l'énergie renouvelable et électrique
Direction des ressources en électricité
Ressources naturelles Canada
Ottawa (Ontario)

M. K.T. Shum
Head, Licensing and Allocation
Water Management Division
B.C. Ministry of Natural Resource Operations
Victoria (Colombie-Britannique)

**COMMISSION D'INGÉNIEURS PERMANENTE
DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA
COMITÉ D'INGÉNIEURS**

COMPOSITION ACTUELLE ET PASSÉE

États-Unis

Canada

Membres

M. Shapur Zanganeh* 1990-1995
M. Gary Fuqua 1990-1996
M. Earl Eiker 1990-2000
M. Steve Wright 1990-1996
M. Larry Eilts 1991-1995
M. Richard Mittelstadt 1991-1996
M. Richard DiBuono* 1995-2000
M. James Barton 1996-2001
M. Robert Johnson 1996-1998
M. James Fodrea 1997-2009
M. Michael Cowan 1998-
M. Robert Bank* 2000-2004
M. Kamau Sadiki 2001-
M. Jerry Webb* 2003-
M. Patrick McGrane 2009-

M. Neill Lyons* 1990-1996
M. Dave McCauley 1990-1992
M. B. Stipdonk 1990-1991
M. Roger McLaughlin* 1991-2009
M. Robin Round 1991-1993
M. David Burpee* 1992-2000
M. Bala Balachandran 1993-2008
M. Bruno Gobeil 1995-1997
M. Larry Adamache 1996-2001
M^{me} Myriam Boudreault 1997-2001
M^{me} Donna Clarke 2001-2003
M. Ivan Harvie* 2002-
M^{me} Eve Jasmin 2003-2007
M. Darcy Blais 2007-
M. KT Shum 2008-

*Président

ANNEXE B

ORGANISMES DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA

ORGANISMES DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA

États-Unis

Membres

M. Steven J. Wright, président
Administrator and Chief Executive Officer
Bonneville Power Administration
Department of Energy
Portland (Oregon)

BG John R. McMahan, membre
Division Engineer
U.S. Army Engineer Division
Northwestern
Portland (Oregon)

Coordonnateurs

M. Stephen R. Oliver, Coordonnateur (BPA)
Vice President
Generation Supply
Bonneville Power Administration
Department of Energy
Portland (Oregon)

M. G. Witt Anderson, Coordonnateur (USACE)
Acting Director
Programs Directorate
U.S. Army Engineer Division
Northwestern
Portland (Oregon)

Secrétaires

M. Anthony G. White, Secrétaire
Public Utility Specialist
Regional Coordination
Bonneville Power Administration
Department of Energy
Portland (Oregon)

Canada

M. David Cobb, président
Président
British Columbia Hydro and Power Authority
Vancouver (Colombie-Britannique)

M. Christopher K. O'Riley, président adjoint
Vice-président exécutif
Engineering, Aboriginal Relations and Generation
British Columbia Hydro and Power Authority
Vancouver (Colombie-Britannique)

M^{me} Renata Kurschner, Coordonnatrice
Directrice
Generation Resource Management
British Columbia Hydro and Power Authority
Burnaby (Colombie-Britannique)

M. Douglas A. Robinson, Secrétaire
Ingénieur spécialisé
Generation Resource Management
British Columbia Hydro and Power Authority
Burnaby (Colombie-Britannique)

ORGANISMES DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA COMITÉ D'EXPLOITATION

COMPOSITION ACTUELLE

États-Unis

Membres

M. Richard M. Pendergrass, co-président
Manager
Power and Operations Planning
Bonneville Power Administration
Department of Energy
Portland, (Oregon)

M. John M. Hyde, membre
Treaty Team Coordinator
Regional Coordination
Bonneville Power Administration
Department of Energy
Portland (Oregon)

M. James D. Barton, co-président
Chief
Columbia Basin Water Management Division
U.S. Army Engineer Division
Northwestern
Portland (Oregon)

M. Steven Barton, membre
Hydraulic Engineer
U.S. Army Engineer Division
Northwestern
Portland (Oregon)

Canada

M. Kelvin J. Ketchum, président
Gestionnaire
System Optimization
Generation Resource Management
British Columbia Hydro and Power Authority
Burnaby (Colombie-Britannique)

M. Alaa Abdalla, membre
Gestionnaire
Reliability and Planning
Generation Resource Management
British Columbia Hydro and Power Authority
Burnaby (Colombie-Britannique)

M^{me} Gillian Kong, membre
Ingénieure principale
Generation Resource Management
British Columbia Hydro and Power Authority
Burnaby (Colombie-Britannique)

M. Herbert Louie, membre
Ingénieur spécialisé
Generation Resource Management
British Columbia Hydro and Power Authority
Burnaby (Colombie-Britannique)

ORGANISMES DU TRAITÉ DU FLEUVE COLUMBIA COMITÉ HYDROMÉTÉOROLOGIQUE

COMPOSITION ACTUELLE

États-Unis

Membres

Ms. Ann McManamon, co-président
Hydrologist
Bonneville Power Administration
Department of Energy
Portland (Oregon)

M. Peter F. Brooks, co-président
Chief
Hydrologic Engineering Branch
U.S. Army Engineer Division
Northwestern
Portland (Oregon)

Canada

M^{me} Stephanie Smith, président
Hydrologue principale
Generation Resource Management
British Columbia Hydro and Power Authority
Burnaby (Colombie-Britannique)

M. Frank Weber, membre
Chef, Runoff Forecasting Team
Hydrology and Technical Services
Generation Resource Management
British Columbia Hydro and Power Authority
Burnaby (Colombie-Britannique)

ANNEXE C

RELEVÉ DES DÉBITS À LA FRONTIÈRE INTERNATIONALE

LA RIVIÈRE KOOTENAI À PORTHILL, EN IDAHO

Débits quotidiens en milliers de pieds cubes par seconde
pour l'année se terminant le 30 septembre 2010

Jour	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.
1	6,31	6,20	19,00	6,54	5,38	5,21	8,20	12,20	29,80	21,10	8,55	8,25
2	5,58	6,20	22,90	5,66	5,38	5,29	7,77	11,80	33,60	20,00	8,55	9,25
3	5,45	5,73	22,80	5,76	5,43	5,29	7,57	11,60	37,60	18,20	8,45	9,44
4	5,41	5,56	22,60	5,75	5,43	5,38	7,16	11,90	37,60	16,60	8,45	9,23
5	5,30	5,52	22,70	5,68	5,38	5,45	7,15	11,50	35,40	15,60	8,44	9,23
6	5,17	5,74	20,30	5,68	5,33	5,47	6,94	10,90	33,40	15,30	8,35	9,23
7	5,27	6,20	20,50	5,46	5,33	5,46	6,75	10,50	32,70	15,00	8,46	9,23
8	5,24	6,00	23,30	5,30	5,33	5,46	6,62	10,10	33,00	14,50	8,46	9,24
9	5,39	5,82	24,30	5,30	5,33	5,57	6,94	9,92	35,80	13,60	8,36	8,84
10	5,10	8,29	24,80	5,43	5,23	5,52	6,72	9,71	40,90	13,30	8,35	8,23
11	5,14	9,61	24,60	5,37	5,28	5,56	6,69	9,75	46,90	13,20	8,34	8,03
12	5,09	6,27	22,80	5,38	5,28	5,51	6,52	9,79	47,80	12,80	8,25	8,03
13	5,18	5,69	20,10	5,58	5,33	5,60	6,58	10,10	47,30	12,50	8,34	8,03
14	5,38	5,52	19,60	5,62	5,38	5,69	6,43	10,70	46,60	12,10	8,34	8,03
15	5,45	5,50	23,30	5,74	5,38	5,64	6,47	11,90	45,50	11,50	8,24	8,03
16	5,39	5,57	24,00	5,91	5,38	5,67	6,67	15,10	44,10	10,60	8,24	8,03
17	5,28	9,18	24,10	5,92	5,33	5,63	6,95	17,60	44,80	10,20	8,24	8,04
18	5,36	12,40	23,90	5,84	5,33	5,74	7,68	21,00	42,60	10,20	8,13	8,03
19	5,46	15,60	22,90	5,86	5,34	5,89	8,70	23,60	39,10	9,94	8,13	8,25
20	5,43	17,30	20,10	5,77	5,30	5,79	9,71	24,40	35,70	9,89	8,13	8,50
21	5,40	17,70	20,00	5,80	5,25	5,88	11,60	22,00	34,80	9,57	8,13	10,20
22	5,48	14,10	22,20	5,96	5,20	5,90	14,50	22,00	34,30	9,46	8,13	11,10
23	5,49	10,70	23,20	5,66	5,18	6,04	15,90	23,30	32,60	9,59	8,13	10,70
24	5,56	9,51	22,20	5,56	5,16	6,03	14,70	23,60	31,20	9,56	8,13	10,50
25	5,56	6,28	16,00	5,54	5,17	6,18	13,40	23,10	30,40	9,43	8,13	10,30
26	5,56	5,82	15,00	5,43	5,17	6,09	12,20	22,60	28,20	8,92	8,13	10,20
27	6,49	5,92	14,90	5,43	5,18	6,06	11,80	23,90	27,20	9,29	8,03	10,20
28	6,28	5,88	14,90	5,38	5,19	6,20	12,40	25,40	25,30	9,00	8,13	10,20
29	5,77	6,10	14,80	5,38		6,78	12,50	25,70	24,00	8,86	8,13	10,20
30	5,67	10,20	13,80	5,38		8,51	12,20	26,70	23,00	9,07	8,04	10,00
31	5,75		9,49	5,43		8,70		28,40		8,66	8,03	
Moyenne	5,50	7,94	20,49	5,63	4,79	5,91	8,88	17,12	34,88	12,18	8,26	8,86

LE FLEUVE COLUMBIA À BIRCHBANK, EN COLOMBIE-BRITANNIQUE

Débits quotidiens en milliers de pieds cubes par seconde
pour l'année se terminant le 30 septembre 2010

Jour	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.
1	57,53	40,18	65,42	70,32	41,43	39,58	33,61	50,77	78,85	88,49	66,82	53,02
2	56,01	40,17	66,38	68,15	41,52	39,64	33,77	50,31	83,03	85,73	66,87	53,01
3	53,70	40,27	68,19	65,69	41,21	39,48	32,51	49,27	82,36	82,77	67,19	50,99
4	53,75	40,15	69,92	65,87	41,55	39,73	30,90	49,69	83,06	84,68	66,38	48,89
5	53,73	40,09	73,61	66,46	42,28	40,70	30,97	49,07	81,52	92,85	66,34	48,93
6	53,69	41,20	77,22	66,23	42,68	45,24	30,93	48,80	82,15	96,99	63,49	48,88
7	48,61	49,15	82,83	66,26	42,71	45,46	31,01	43,41	82,92	95,01	60,83	48,22
8	44,04	53,35	87,40	66,29	42,54	45,39	30,63	43,35	84,72	93,62	60,76	46,96
9	44,02	53,38	87,19	66,38	42,07	45,47	30,03	44,05	86,65	90,85	60,71	46,92
10	41,10	53,49	89,10	65,84	41,93	45,47	30,00	43,89	85,38	90,92	61,14	46,99
11	38,01	53,43	86,90	65,08	42,00	45,65	29,80	43,42	87,70	90,52	62,63	46,88
12	38,01	53,66	87,81	58,25	41,85	46,06	29,10	43,80	91,92	88,39	62,19	46,90
13	37,91	53,51	90,45	52,58	41,87	46,01	28,67	43,88	95,02	88,32	62,40	46,94
14	38,08	53,18	88,92	50,65	41,81	45,72	28,57	44,49	96,50	86,63	62,46	47,03
15	38,07	53,02	88,79	48,26	42,86	46,16	28,63	46,87	97,49	86,01	61,92	46,80
16	38,03	53,13	82,79	48,22	42,67	46,37	28,77	49,49	96,02	85,62	60,84	47,01
17	35,66	53,70	79,84	48,22	42,14	46,50	28,87	54,49	96,17	84,28	60,92	51,27
18	33,23	55,40	78,15	48,00	42,13	46,72	29,45	64,81	95,26	84,57	60,91	56,10
19	33,16	55,23	78,84	46,65	41,95	46,70	31,66	66,94	95,79	80,02	60,87	56,20
20	33,18	55,18	79,73	46,51	41,93	46,69	34,19	66,91	96,27	75,64	56,89	56,15
21	33,14	57,29	79,44	45,97	41,93	46,66	39,23	66,35	95,49	73,80	53,38	55,95
22	33,29	59,14	83,32	45,29	42,01	47,47	41,82	67,12	93,41	70,72	53,51	56,04
23	33,66	59,05	82,08	44,92	41,94	47,46	42,55	67,64	92,73	70,83	53,28	56,08
24	33,35	59,65	79,76	45,13	42,07	47,42	42,69	68,39	91,33	70,99	53,15	55,05
25	33,29	59,95	79,37	45,16	42,02	47,37	42,59	68,50	90,74	70,67	53,29	54,09
26	33,46	59,57	75,74	43,76	41,91	47,32	42,84	69,73	89,67	72,83	53,07	54,19
27	33,28	60,23	72,43	42,94	41,90	47,03	43,60	71,53	88,01	72,10	52,97	54,31
28	33,34	62,61	74,85	42,94	40,84	47,34	44,30	71,81	87,03	70,77	53,01	54,01
29	33,39	63,68	75,80	42,95		45,19	43,68	72,27	88,76	70,53	52,99	53,91
30	34,63	63,33	74,75	42,20		38,50	47,61	74,38	89,56	69,24	53,17	57,91
31	40,21		72,94	41,39		34,28		77,02		68,19	52,96	
Moyenne	40,15	53,18	79,35	53,63	41,99	44,67	34,77	57,17	89,52	81,70	59,27	51,52

ANNEXE D

DONNÉES RELATIVES AUX OUVRAGES

Installations hydroélectrique et ouvrages de retenue

Bassin nord du fleuve Columbia	Planche 1
--------------------------------	-----------

Données sur les ouvrages de retenue

Projet Duncan	Tableau 1
---------------	-----------

Projet Arrow	Tableau 2
--------------	-----------

Projet Mica	Tableau 3
-------------	-----------

Projet Libby	Tableau 4
--------------	-----------

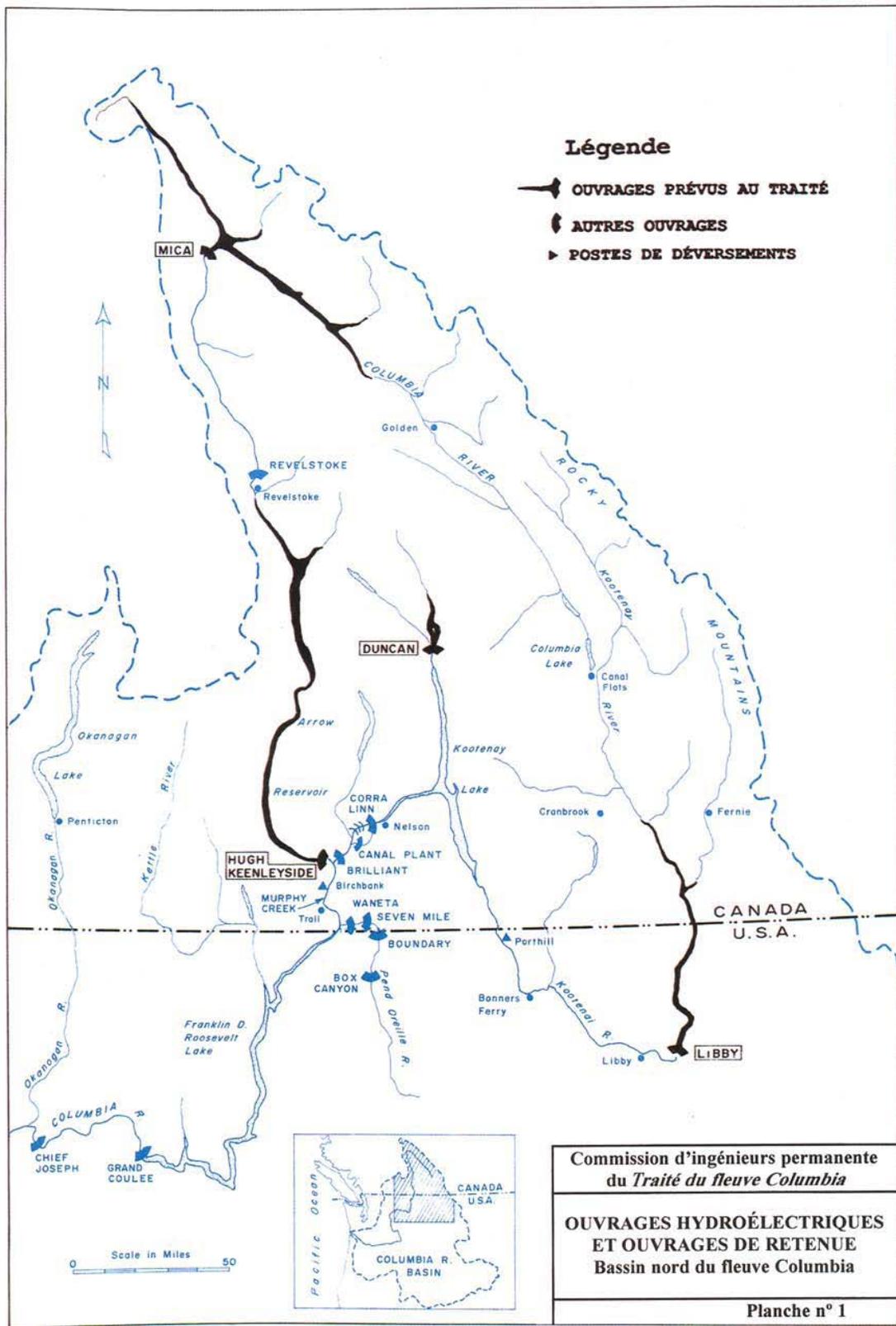


TABLEAU 1

PROJET DUNCAN

Barrage et lac Duncan

Ouvrage de retenue

Début des travaux de construction	Le 17 septembre 1964
Réserve pleinement opérationnelle	Le 31 juillet 1967

Réservoir

Cote normale maximale de retenue	577 m (1 892 pi)
Cote normale minimale de retenue	547 m (1 794,2 pi)
Aire du réservoir rempli	7 290 hectares (18 000 acres)
Capacité d'emmagasinement totale	1,77 km ³ (1,43 million d'acres-pied)
Capacité utile	1,73 km ³ (1,40 million d'acres-pied)
Capacité faisant l'objet d'un engagement	1,73 km ³ (1,40 million d'acres-pied)

Barrage, en terre

Cote de la crête	581 m (1 907 pi)
Longueur	792,5 m (2 600 pi)
Hauteur approximative au-dessus du lit de la rivière	39,6 m (130 pi)
Capacité maximale de l'évacuateur	1 350 m ³ /s (47,70 kpi ³ /s)
Capacité maximale des canaux de décharge	570 m ³ /s (20,0 kpi ³ /s)

Installations hydroélectriques

Aucune

TABLEAU 2

PROJET ARROW

Barrage Hugh Keenleyside et lacs Arrow

Ouvrage de retenue

Début des travaux de construction	Mars 1965
Réserve pleinement opérationnelle	Le 10 octobre 1968

Réservoir

Cote normale maximale de retenue	440 m (1 444 pi)
Cote normale minimale de retenue	420 m (1 377,9 pi)
Aire du réservoir rempli	52 650 hectares (130 000 acres)
Capacité d'emmagasinement totale	10,3 km ³ (8,34 millions d'acres-pied)
Capacité utile	8,8 km ³ (7,10 millions d'acres-pied)
Capacité faisant l'objet d'un engagement	8,8 km ³ (7,10 millions d'acres-pied)

Barrage, embase-poids en béton et en terre

Cote de la crête	445 m (1 459 pi)
Longueur	869 m (2 850 pi)
Hauteur approximative au-dessus du lit de la rivière	52 m (170 pi)
Capacité maximale de l'évacuateur	6 700 m ³ /s (240 kpi ³ /s)
Capacité maximale des ouvrages de vidange	3 740 m ³ /s (132 kpi ³ /s)

Installations hydroélectriques

Puissance installée à ce jour :

2 génératrices de 92,5 MW	185 MW
Mise en marché de l'électricité	2002
Chute brute maximale, réservoir à pleine capacité	23,6 m (77 pi)
Débit maximal des turbines	1 200 m ³ /s (42,4 kpi ³ /s)

TABLEAU 3

PROJET MICA

Barrage Mica et lac Kinbasket

Ouvrage de retenue

Début des travaux de construction	Septembre 1965
Réserve pleinement opérationnelle	Le 29 mars 1973

Réservoir

Cote normale maximale de retenue	754,4 m (2 475 pi)
Cote normale minimale de retenue	707,1 m (2 320 pi)
Aire du réservoir rempli	42 930 hectares (106 000 acres)
Capacité d'emmagasinement totale	24,7 km ³ (20 millions d'acres-pied)
Capacité utile	14,8 km ³ (12 millions d'acres-pied)
Capacité faisant l'objet d'un engagement	8,6 km ³ (7 million d'acres-pied)

Barrage, en terre

Cote de la crête	762,0 m (2 500 pi)
Longueur	792,5 m (2 600 pi)
Hauteur approximative au-dessus des fondations	244 m (800 pi)
Capacité maximale de l'évacuateur	2 250 m ³ /s (150 kpi ³ /s)
Capacité maximale des ouvrages de vidange	1 060 m ³ /s (37,4 kpi ³ /s)

Installations hydroélectriques

Installation finale prévue :

6 génératrices de 450 MW	2 700 MW
--------------------------	----------

Puissance installée à ce jour :

4 génératrices de 451 MW	1 805 MW
Mise en marché de l'électricité	1976
Chute, réservoir à pleine capacité	183 m (600 pi)
Débit maximale de turbine	1 080 m ³ /s (38,14 kpi ³ /s)

Puissance projetée :

2 génératrices de 500 MW	1 000 MW
--------------------------	----------

TABLEAU 4

PROJET LIBBY

Barrage Libby et lac Koocanusa

Ouvrage de retenue

Début des travaux de construction	Juin 1966
Réserve pleinement opérationnelle	Le 17 avril 1973

Réservoir

Cote normale maximale de retenue	749,5 m (2 459 pi)
Cote normale minimale de retenue	697,0 m (2 287 pi)
Aire du réservoir rempli	18 830 hectares (46 500 acres)
Capacité d'emmagasinement totale	7,2 km ³ (5,87 millions d'acres-pied)
Capacité utile	6,1 km ³ (4,98 millions d'acres-pied)

Barrage, embase-poids en béton

Cote de la dalle plane	753,5 m (2 472 pi)
Longueur	916,0 m (3 055 pi)
Hauteur approximative au-dessus du lit de la rivière	112,8 m (370 pi)
Capacité maximale de l'évacuateur	4 106 m ³ /s (145 kpi ³ /s)
Capacité maximale des ouvrages de vidange	1 730 m ³ /s (61 kpi ³ /s)

Installations hydroélectriques

Installation finale prévue :

8 génératrices de 105 MW	840 MW
--------------------------	--------

Puissance installée à ce jour :

5 génératrices de 120 MW	600 MW
Mise en marché de l'électricité	1975
Chute, réservoir à pleine capacité	107,0 m (352 pi)
Débit maximal des turbines des 5 génératrices	745,6 m ³ /s (26,5 kpi ³ /s)