

Stratégies et politiques

Réglementation économique

Planification des ressources

Marchés concurrentiels

Énergies nouvelles

Efficacité énergétique

Rentabilité de projets

Consultations publiques

Considérations environnementales

## LA SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE AU QUÉBEC

Philip Raphals  
*directeur adjoint, Centre Hélios*

26 octobre 1998

### Introduction

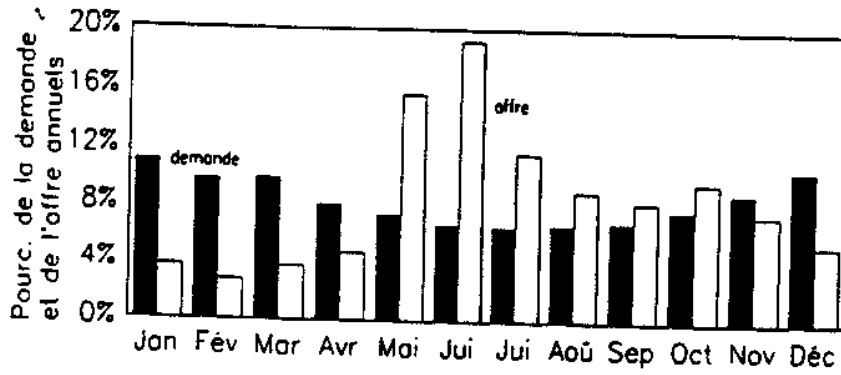
Le RNCREQ m'a confié le mandat de faire une analyse de certains enjeux concernant la sécurité des approvisionnements en électricité au Québec, sur la base des informations qui me sont accessibles. En particulier, on m'a demandé de comparer la situation actuelle avec les événements survenus à la fin des années 1980 et au début des années 1990, d'expliquer les critères de fiabilité énergétique appliqués par Hydro-Québec, et de détailler la relation entre les exportations discrétionnaires et les stocks d'eau.

### Mise en contexte

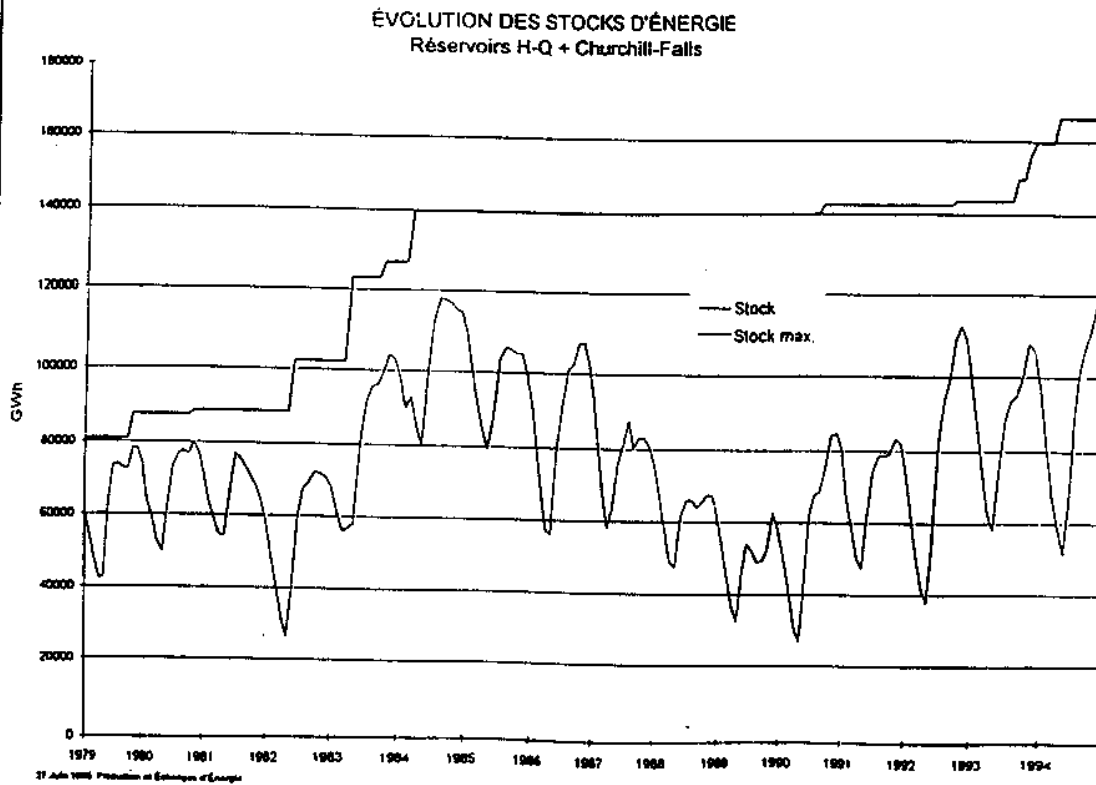
#### Les relations entre l'offre et la demande d'électricité au Québec sur une base saisonnière

La consommation d'électricité en hiver au Québec excède de loin les apports hydrauliques durant cette saison, comme l'indique le graphique 1, tiré du *Rapport particulier sur l'hydraulicité* du *Suivi du Plan de développement 1990-1992* d'Hydro-

Graphique 1 : Comportement annuel de la demande et des apports



Graphique 2 : Évolution de stocks d'énergie d'Hydro-Québec



Québec<sup>1</sup>. Soixante pour cent (60 %) de l'électricité consommée au Québec durant l'année l'est pendant l'hiver, tandis que seulement 28 % des apports hydrauliques arrivent durant cette même période<sup>2</sup>.

Le graphique 2 démontre l'évolution réelle des stocks d'énergie entre 1979 et 1994. Ce graphique, produit par Hydro-Québec en 1995, permet d'apprécier jusqu'à quel point la société d'État doit puiser dans ses réserves chaque hiver. Chaque année, les stocks augmentent pendant l'été pour atteindre un maximum vers le début de novembre ; ensuite, ils descendent jusqu'au début de la crue printanière. Selon ce graphique, l'écart entre le niveau maximum de l'automne et le niveau minimum du printemps varie entre environ 17 TWh (l'hiver de 1982-83) et 60 TWh (l'hiver de 1993-94). Dans un hiver typique, la société d'État puise dans ses réserves entre 30 et 50 TWh pour répondre à la demande.

Ce graphique démontre également qu'entre 1988 et 1991, les stocks d'eau ont été particulièrement bas. Cette période (ci-après la « Période critique »), qui se trouve à l'intérieur d'une longue période de faible hydraulicité, a été très éprouvante pour Hydro-Québec.

### **Les moyens exceptionnels**

Pendant la Période critique, Hydro-Québec a dû recourir à certains moyens dits « exceptionnels » pour faire face aux faibles stocks d'eau. Ces moyens incluent :

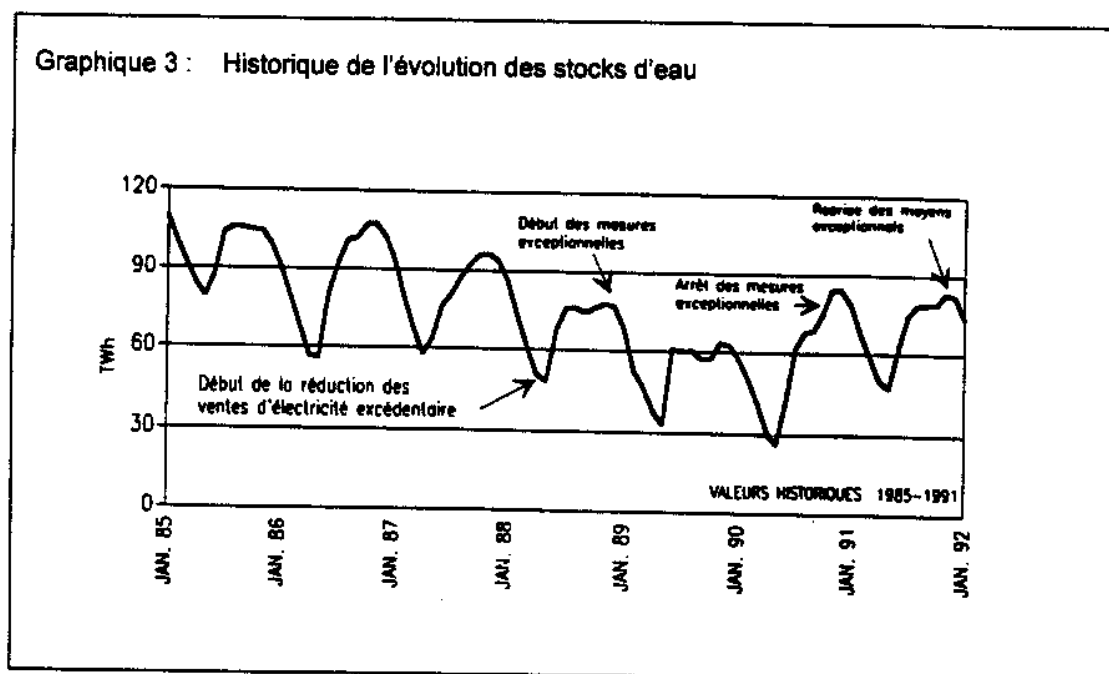
- l'achat d'énergie des réseaux voisins ;
- le fonctionnement en mode continu de la centrale thermique Tracy ; et

<sup>1</sup> Hydro-Québec, *Rapport particulier sur l'hydraulicité du Suivi du Plan de développement 1990-1992*, 31 décembre 1991, graphique 3.

<sup>2</sup> Hydro-Québec, *La fiabilité énergétique et la planification des équipements de production*, mai 1990, p. 4.

- le rachat des contrats de bi-énergie commerciale institutionnelle et industrielle<sup>3</sup>.

À cela s'ajoute l'interruption des « exportations discrétionnaires<sup>4</sup> », qui n'est pas qualifiée de moyen « exceptionnel » par Hydro-Québec. Ainsi, les exportations discrétionnaires avaient été coupées graduellement à partir du printemps de 1988 ; les moyens exceptionnels n'ont été enclenchés qu'à la fin de cette même année, tel qu'on le voit dans le graphique 3, tiré du *Rapport particulier sur l'hydraulicité*.



<sup>3</sup> Hydro-Québec, Vice-présidence planification du réseau, *Impacts de la révision des critères de fiabilité en puissance et en énergie* (1992), p. 18.

<sup>4</sup> Le terme « exportation discrétionnaire » est utilisé ici pour faire référence à toute vente en exportation d'Hydro-Québec qui ne fait pas l'objet d'un contrat ferme à long terme. Il inclut donc les ventes sur le marché « spot » ainsi que tout contrat ferme de court terme.

Selon Hydro-Québec, la limite cumulative d'utilisation des moyens exceptionnels, y compris l'importation de l'électricité, est de l'ordre de 12-13 TWh par an<sup>5</sup>. Ce chiffre représente moins de 10 % de la demande régulière québécoise.

Il se peut que la véritable limite des importations soit devenue plus élevée dans les dernières années, grâce à l'ouverture du marché de gros aux États-Unis. Cependant, même si ce potentiel était beaucoup plus grand, il ne serait pas suffisant pour satisfaire à la demande québécoise dans l'éventualité où les stocks d'eau s'épuiseraient.

L'utilisation des moyens exceptionnels comporte des coûts financiers importants et de sérieuses conséquences environnementales. Les coûts financiers des moyens exceptionnels utilisés en 1989 et 1990 ont été de 217 millions \$ et de 341 millions \$, respectivement<sup>6</sup>.

Parmi les coûts environnementaux reliés aux moyens exceptionnels, on peut mentionner la pollution atmosphérique accrue reliée à l'utilisation de la centrale au mazout de Tracy, opérée en mode de fonctionnement continu, ainsi que les émissions accrues de gaz à effet de serre. D'autre part, une importation massive d'électricité aurait plusieurs répercussions environnementales, dont notamment les émissions atmosphériques associées au fonctionnement accru des centrales alimentées par le charbon, le mazout et le gaz naturel dans les régions exportatrices.

De plus, une telle importation nécessiterait des changements dans la gestion du parc hydraulique, ce qui pourrait augmenter les impacts environnementaux de l'exploitation de ce dernier. En particulier, l'interruption du débit de certains cours d'eau pendant les périodes d'importation risque d'entraîner des conséquences néfastes sur les écosystèmes riverains<sup>7</sup>.

<sup>5</sup> Ibid.; *Rapport particulier sur l'hydraulicité*, p. 17.

<sup>6</sup> Ibid.

<sup>7</sup> Voir entre autres Alfonso, N. et McAllister, D.E. 1994. *La biodiversité et le projet hydroélectrique Grande-Baleine*. Dossier-synthèse no. 11, Bureau de soutien de l'examen public du projet Grande-Baleine, 81 p.

Dans le cas où les réservoirs sont exploités à des niveaux très bas, cela risque également de créer des inconvénients sur le plan technique, dont ceux reliés à la cavitation des turbines, la formation de glace et de turbulence.

Pour toutes ces raisons, les moyens exceptionnels, y compris l'importation d'électricité, ne peuvent jouer qu'un rôle d'appoint par rapport à l'obligation d'Hydro-Québec de satisfaire à la demande d'électricité au Québec. Le maintien d'un niveau d'eau adéquat dans les réservoirs est donc essentiel pour assurer la sécurité des approvisionnements en électricité.

### **La variabilité des apports d'eau**

La variabilité interannuelle des apports hydrauliques est très élevée. Elle représente le plus grand facteur de risque dans les prévisions financières d'Hydro-Québec, comme le démontre l'analyse de sensibilité du *Plan stratégique* d'Hydro-Québec (graphique 4)<sup>8</sup>.

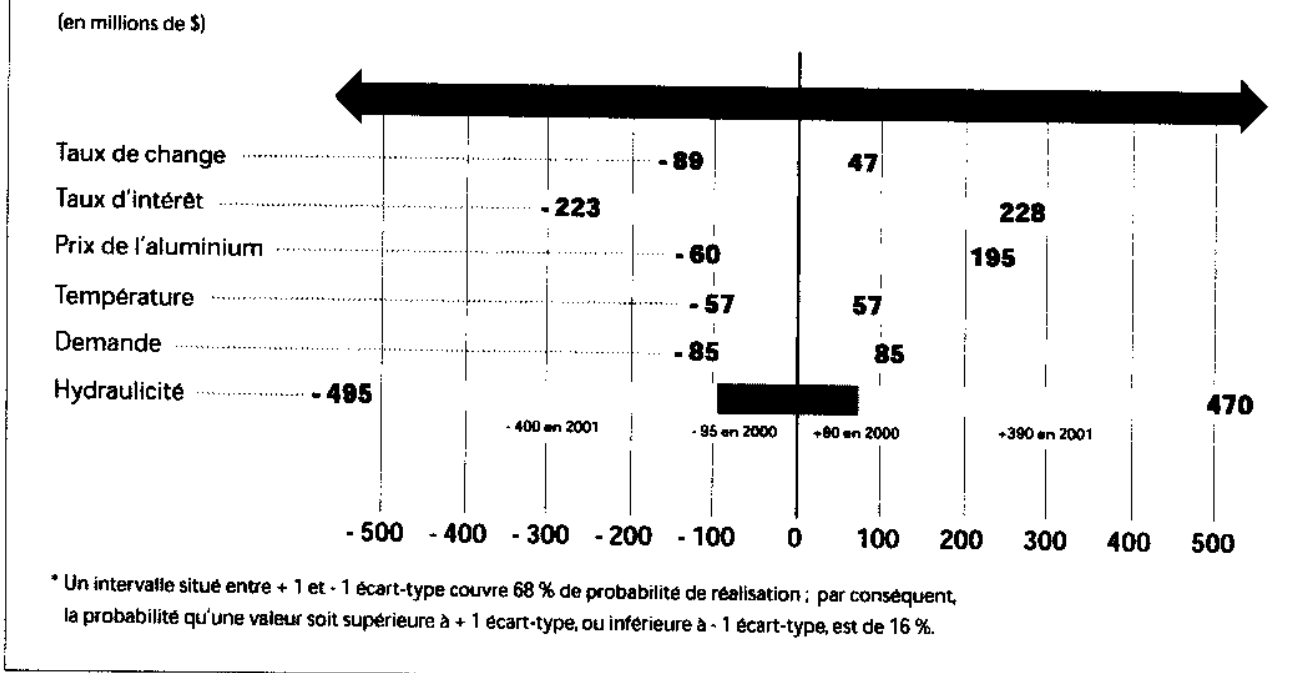
Selon une analyse des critères de fiabilité produite par Hydro-Québec en 1992, l'intervalle de confiance de 98 % des apports hydrauliques est de  $\pm 43$  TWh pour une année, de  $\pm 115$  TWh pour quatre années consécutives, et de  $\pm 175$  TWh pour sept années consécutives<sup>9</sup>.

Cette variabilité est un facteur d'incertitude important qui peut affecter la fiabilité des prévisions ainsi que la santé financière de l'entreprise et doit, en conséquence, être prise en compte dans la gestion des réserves d'eau. Pour garantir la sécurité des approvisionnements, la planification doit donc tenir compte de cette incertitude. En particulier, il faut s'assurer que les réserves sont suffisantes pour répondre à un scénario de forte demande et de faible hydraulicité se prolongeant pendant plusieurs années.

<sup>8</sup> Hydro-Québec, *Plan stratégique 1998-2002*, p. 53.

<sup>9</sup> *Impacts de la révision des critères de fiabilité en puissance et en énergie*, p. 17.

Graphique 4 : Analyse de sensibilité sur le bénéfice net prévu de l'année 2000



### Les leçons tirées de la Période critique : la refonte des critères de fiabilité

Dans son *Rapport particulier sur l'hydraullicité* de 1991, Hydro-Québec a expliqué que :

« Toute décision quant à la gestion des stocks comporte des risques. Maintenir les réservoirs à un niveau trop bas augmente le risque de devoir recourir à des moyens exceptionnels coûteux pour satisfaire la demande et, à la limite, le risque d'un rationnement éventuel de l'énergie pour la clientèle. Maintenir les réservoirs à un niveau trop élevé augmente le risque de ne pouvoir écouler toute l'énergie disponible sur les marchés et de devoir procéder à des déversements qui entraînent des pertes économiques<sup>10</sup>. »

<sup>10</sup> *Rapport particulier sur l'hydraullicité*, p. 13.

Les expériences vécues pendant la Période critique ont mené à une refonte complète de la méthodologie pour l'évaluation de la fiabilité énergétique d'Hydro-Québec et pour la détermination des critères applicables<sup>11</sup>. Apparemment, le critère utilisé auparavant n'avait pas fourni suffisamment de protection contre une période prolongée de faible hydraulité.

Jusqu'en 1989, Hydro-Québec utilisait un critère de quatre (4) années « sèches » pour établir le niveau des réserves nécessaires<sup>12</sup>. Au lieu de s'appuyer sur un nombre fixe d'années sèches, la nouvelle approche établie en 1990 repose sur des calculs informatisés de « l'espérance de délestage » — une évaluation probabiliste de la partie de la demande régulière qu'Hydro-Québec ne pourra combler en raison d'un manque d'approvisionnements, basée sur les incertitudes entourant l'estimation de l'offre et de la demande<sup>13</sup>.

L'ancienne approche équivalait à une espérance de délestage de 0,8 TWh par an. Le nouveau critère est de 0,35 TWh par an, soit plus de deux fois plus exigeant<sup>14</sup>. Cela implique qu'Hydro-Québec considère que ses réserves sont adéquates si, tenant compte de toutes les incertitudes, l'espérance mathématique de délestage dans les années à venir n'excède pas 0,35 TWh (sur ses besoins totaux d'environ 160 TWh).

L'utilisation d'une méthodologie plus sophistiquée et d'un critère plus exigeant avait pour but d'augmenter la sécurité des approvisionnements et d'éviter que la situation vécue lors de la Période critique se reproduise.

<sup>11</sup> *Impacts de la révision des critères de fiabilité*, p. 1.

<sup>12</sup> *Ibid.*, p. 13-14.

<sup>13</sup> *Ibid.*

<sup>14</sup> *Ibid.*, p. 19-20.



## **La situation actuelle**

### **Les réserves d'eau**

Les réserves d'eau dans les réservoirs d'Hydro-Québec (incluant ceux des chutes Churchill) au 1<sup>er</sup> juillet 1998 n'étaient que de 59 TWh, soit 35 % de leur capacité de stockage<sup>15</sup>.

Étant donné la grande fluctuation des niveaux d'eau dans les réservoirs sur une base saisonnière, ce chiffre ne peut évidemment être comparé qu'avec les données du même mois d'autres années. Les données du début de la période hivernale (le 1<sup>er</sup> novembre) seraient beaucoup plus révélatrices de la véritable situation hydrique que celles du 1<sup>er</sup> juillet, qui tombe au milieu de la période de remplissage des réservoirs. Cependant, les seules données disponibles pour l'année en cours sont celles de juillet.

Selon le graphique 1 (p. 2), un niveau de réserve aussi bas que 59 TWh au 1<sup>er</sup> juillet n'a été atteint qu'une seule fois depuis 15 ans, soit en 1989, la pire année de la Période critique. Au 1<sup>er</sup> juillet 1989, les moyens exceptionnels étaient déjà enclenchés, et les exportations discrétionnaires avaient été stoppées depuis un an.

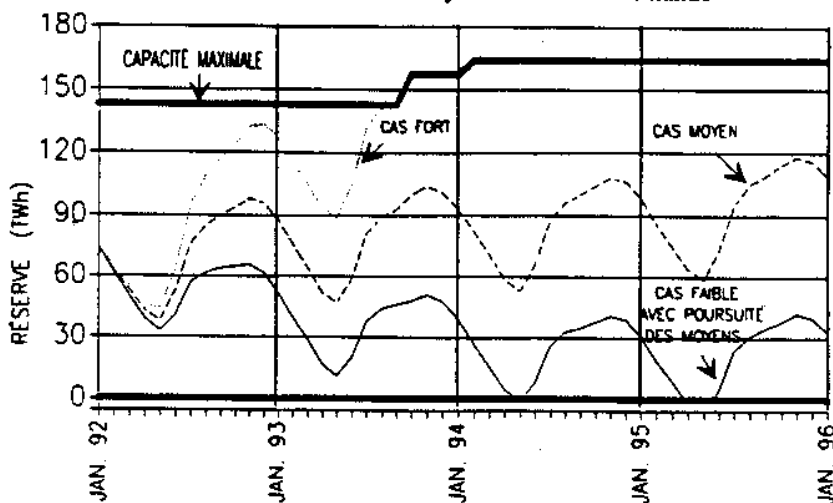
Grâce à une certaine amélioration des réserves, les moyens exceptionnels ont pu être arrêtés à la fin de 1990. Cependant, ils étaient enclenchés de nouveau un an plus tard, même si les réserves étaient supérieures à celles de 1989, puisque les analyses d'Hydro-Québec démontraient que, dans l'éventualité d'un scénario de faible hydraulité combinée à une demande élevée, les réserves seraient devenues nulles à l'intérieur de trois ans, malgré le recours aux moyens exceptionnels<sup>16</sup>, tel qu'on le voit dans le graphique 5, tiré du *Rapport particulier sur l'hydraulité*.

Dans ce rapport, Hydro-Québec a expliqué l'importance d'agir de façon préventive :

<sup>15</sup> Hydro-Québec, *Bilan d'utilisation des ressources hydriques, janvier à juin 1998*, p. 1.

<sup>16</sup> *Rapport particulier sur l'hydraulité*, p. 19.

Graphique 5 : Évolution des stocks selon les scénarios d'hydraulicité et de demande



« Les facteurs qui amènent l'entreprise à utiliser d'une façon préventive les moyens exceptionnels sont la capacité limitée de ces moyens et leur coût élevé d'utilisation. Si, par exemple, Hydro-Québec pouvait recourir à des moyens exceptionnels de l'ordre de 39 TWh / an (égaux à l'écart défavorable maximal) et si elle était en mesure d'en absorber le choc financier (de 1 à 1,5 milliards de dollars), elle attendrait à la dernière minute pour les utiliser. Mais, puisque la capacité de ces moyens est d'environ 13 TWh/an, ils doivent être utilisés de façon préventive.<sup>17</sup> »

Les stocks d'énergie étant de 59 TWh, les réserves au 1<sup>er</sup> juillet 1998 sont inférieures à ce qu'elles étaient en 1991. Il est donc raisonnable de croire que les réserves pourront se montrer insuffisantes pour combler la demande dans les années à venir, dans l'éventualité d'un scénario plausible de faible hydraulicité et de forte croissance de la demande québécoise.

Avec les informations accessibles, il n'est pas possible d'évaluer l'espérance de délestage actuelle. Cependant, il est probable qu'elle excède le critère de 0,35 TWh, étant donné

<sup>17</sup> Ibid., p. 17.

que les réserves sont semblables à ce qu'elles étaient lors de la Période critique, avant la mise en place de ce nouveau critère beaucoup plus contraignant, et que la demande est aujourd'hui plus élevée.

Dans son analyse publiée en 1992, Hydro-Québec écrit que :

« Selon les hypothèses utilisées actuellement, la gestion à court terme des moyens de réserve énergétique vise à permettre d'enclencher les moyens exceptionnels pour faire face aux combinaisons des aléas hydrauliques et de la demande avec une probabilité d'au moins 2 %<sup>18</sup> ».

Cependant, il importe de savoir si, dans la pratique, des moyens exceptionnels ou du moins la réduction des ventes discrétionnaires ont été enclenchés chaque fois que ce seuil a été franchi.

Si le véritable potentiel de moyens exceptionnels s'avère plus grand qu'il ne l'était en 1992, la marge de manœuvre serait néanmoins plus grande. Il importe donc de mettre à jour les analyses concernant les critères de fiabilité énergétique.

### **Les facteurs ayant mené au niveau actuel des réservoirs**

En étudiant les données d'hydraulicité ainsi que les exportations discrétionnaires des années récentes, on peut cerner les facteurs ayant mené au niveau actuel des réservoirs.

<sup>18</sup> *Impacts*, p. 27.

Dans des conditions d'hydraulicité moyennes, la productibilité théorique<sup>19</sup> du parc hydraulique d'Hydro-Québec (incluant les réceptions des chutes Churchill) aurait excédé ses besoins réguliers pour la période 1993-97, comme le démontre le tableau 1. Cela aurait donné lieu à un surplus (théorique) d'énergie de 38,4 TWh, qui aurait pu être soit stocké dans les réservoirs pour augmenter les réserves, soit vendu comme énergie excédentaire. Cela implique que le parc d'équipement d'Hydro-Québec était, dans des conditions d'hydraulicité moyennes, plus que suffisant pour répondre à la demande en énergie pendant cette période.

Tableau 1.

	A	B	C	D	E
	productibilité théorique	besoins réguliers au Québec	besoins réguliers hors Québec	besoins réguliers totaux	surplus (déficit) théorique
source :	HFSD, p. P-14*	HFSD, p. O-2		B + C	A - D
1993	171,2	155,0	10,6	165,6	5,6
1994	171,2	157,0	10,9	167,9	3,3
1995	185,2**	160,0	10,6	170,6	14,6
1996	185,2	162,4	10,8	173,2	12,0
1997	185,2	171,7	10,6	182,3	2,9
<b>TOTAL 1993-97</b>					<b>38,4</b>

\* Hydro-Québec, *Historique financier et statistiques diverses, 1992-96.*

\*\* Représente la mise en service des centrales LG-1, LA-1 et Brisay

Tous les chiffres sont en TWh.

Cependant, lorsque l'hydraulicité réelle est en deçà de la moyenne, les surplus exportables sont moindres que le surplus théorique. Étant donné que l'hydraulicité a été loin en deçà de sa moyenne historique pendant la période 1993-97, le surplus réel est négatif (un déficit), comme le démontre le tableau 2. Cela implique que, même s'il n'y avait eu aucune vente d'énergie dite « excédentaire », le niveau des stocks d'eau aurait néanmoins diminué de 31,2 TWh cumulativement pendant cette période, ce qui représente un déficit réel.

<sup>19</sup> Le terme « productibilité » fait référence à la quantité d'énergie qui serait produite par le parc hydraulique si on turbinait tous les apports d'eau d'un an. (L'énergie réellement produite peut être plus, ou moins, grâce à la capacité de stockage des réservoirs.) Ici, on utilise le terme « productibilité théorique » pour faire référence à la productibilité sous conditions d'hydraulicité moyenne, et le terme « productibilité réelle » pour refléter un ajustement pour tenir compte de l'hydraulicité réelle.

Tableau 2.

	A	F	G	H	I
	productibilité théorique	écart p/r hydr. moyenne	productibilité réelle	besoins réguliers totaux	surplus (déficit) réel
source :	HFSD, P-14	Écarts énergétiques <sup>20</sup>	= A + F		G - H
1993	171,2	-16,1	155,1	165,6	-10,5
1994	171,2	- 1,0	170,2	167,9	2,3
1995	185,2	-28,5	156,7	170,6	-13,9
1996	185,2	-14,0	171,2	173,2	-2,0
1997	185,2	-10,0	175,2	182,3	-7,1
<b>TOTAL 1993-97</b>		<b>-69,6</b>			<b>-31,2</b>

Malgré ce déficit réel, Hydro-Québec a poursuivi un programme important de ventes discrétionnaires en exportation. Comme le démontre le tableau 3, ces exportations discrétionnaires pour les années 1993-1997 s'élèvent à 46,1 TWh, cumulativement. Cela s'ajoute au déficit réel de 31,2 TWh (tableau 2), pour donner lieu à un déficit net cumulatif de 77,3 TWh pour la même période.

Tableau 3.

	E	F	I	J	K
	surplus (déficit) théorique	écart p/r hydr. moyenne	surplus (déficit) réel	exportations discrétionnaires	surplus (déficit) net
source :	A - D	Écarts énergétiques	E + F	Rapp. annuel 1997	I - J
1993	5,6	-16,1	-10,5	5,3	-15,8
1994	3,3	-1,0	2,3	10,4	-8,1
1995	14,6	-28,5	-13,9	15,1	-29,0
1996	12,0	-14,0	- 2,0	9,4	-11,4
1997	2,9	-10,0	- 7,1	5,9	-13,0
<b>TOTAL 1993-97</b>	<b>38,4</b>	<b>-69,6</b>	<b>-31,2</b>	<b>46,1</b>	<b>-77,3</b>

Cela implique que, dans des conditions d'hydraulicité moyennes et sans exportations discrétionnaires, les stocks d'eau auraient été de ~~77,4~~ <sup>77,3</sup> TWh plus élevés qu'ils ne le sont <sub>10.</sub>

<sup>20</sup> Hydro-Québec, *Écarts énergétiques des apports 1943-1997*.

actuellement<sup>21</sup>. De cet écart, les ventes discrétionnaires comptent pour presque 60 % du déficit net, le reste étant attribuable à la faible hydraulicité.

### Les facteurs ayant mené à la Période critique de 1988-91

Cette situation rappelle celle des années 1985-88, les années qui ont précédé immédiatement la Période critique. Dans le graphique 6<sup>22</sup>, on note le haut niveau de ventes excédentaires dans les années qui ont précédé la Période Critique, ainsi que la faible hydraulicité.

Pour étudier cette situation de plus près, nous avons construit un tableau similaire aux tableaux précédents (1993-97) pour la période 1985-89.

Tableau 4.

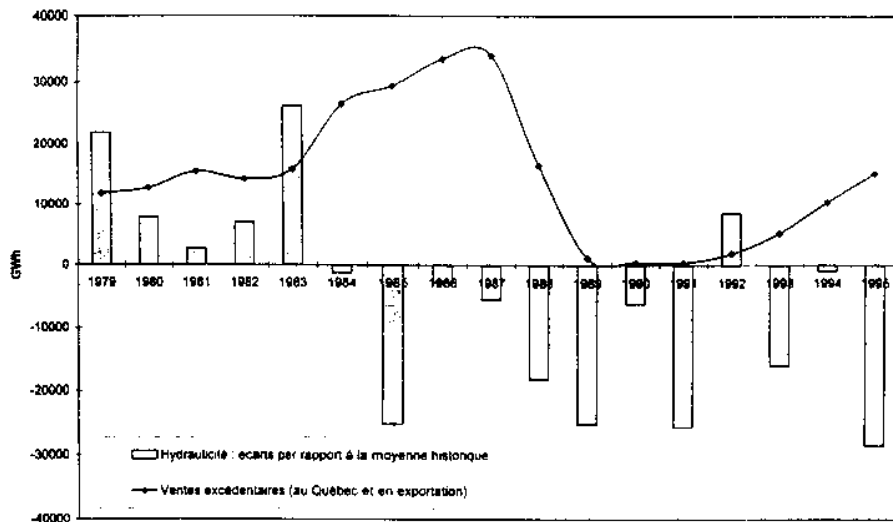
	A	B	C	D	E	F	I	J	K
	productibilité théorique	besoins réguliers au Québec	hors Québec	besoins rég. totaux	surp. (déf.) théorique	écart p/r hydr. moyenne	surp. (déf.) réel	ventes discr.*	surp. (déf.) net
	Plan de dev. 1990 (p. 48)	Rapp. annuel 1989		= B + C	= A - D	Écarts énergétiques	= E + F	Rapp. an. 1989	= I - J
1985	165,5	125,8	6,9	132,7	32,8	-32	0,8	29,4	-28,6
1986	165,5	132,3	8,4	140,7	24,8	3	27,8	33,7	-5,9
1987	165,5	139,7	10,0	149,7	15,8	-5	10,8	34,2	-23,4
1988	165,5	145,8	10,0	155,8	9,7	-26	-16,3	16,4	-32,7
1989	165,5	146,7	9,1	155,8	9,7	-31	-21,3	1,2	-22,5
<b>Total 1985-89</b>					<b>92,8</b>	<b>91</b>	<b>1,8</b>	<b>114,9</b>	<b>-113,1</b>

\*Incluent des ventes excédentaires au Québec et hors Québec.

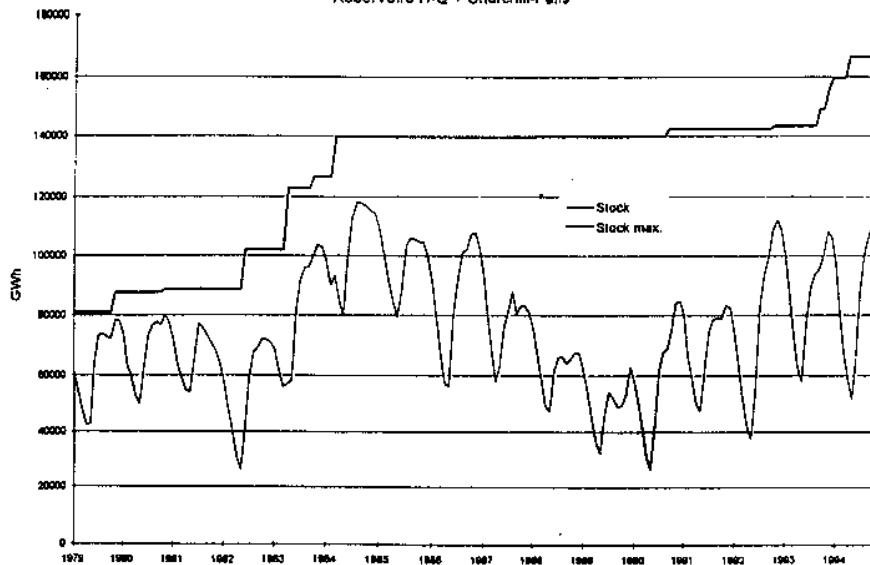
<sup>21</sup> Dans ces conditions d'hydraulicité, des ventes discrétionnaires aurait sans doute été appropriées.

<sup>22</sup> Le deuxième graphique, identique au graphique 2 ci-dessus, est reproduit ici pour permettre une appréciation de la relation entre l'hydraulicité, les ventes discrétionnaires et les stocks d'eau. Ces deux graphiques ont été déposé dans la cause R-3398-98 sous la cote RNCREQ-19.

Graphique 6 : Hydraulicité et ventes excédentaires d'Hydro-Québec, 1979-1995



ÉVOLUTION DES STOCKS D'ÉNERGIE  
Réservoirs H-Q + Churchill-Falls



Le tableau 4 démontre que, même s'il y avait un surplus cumulatif théorique de plus de 92,8 TWh dans les années 1985-89, la faible hydraulicité a fait en sorte que le surplus cumulatif réel n'était que de 1,8 TWh. Cependant, les ventes discrétionnaires très importantes dans la période ont eu l'effet de créer un déficit net de 113,1 TWh, ce qui a mené à la Période critique ainsi qu'à l'arrêt des ventes discrétionnaires, à l'utilisation de

moyens exceptionnels et à la refonte des critères de fiabilité énergétique qu'elle a provoquée.

## **Conclusion**

Le maintien d'un niveau adéquat de réserves d'eau dans les réservoirs d'Hydro-Québec est essentiel pour garantir la sécurité des approvisionnements d'énergie au Québec. De plus, vu la grande variabilité des apports hydrauliques et la gravité des conséquences d'une éventuelle pénurie d'électricité, la gestion des réserves d'eau doit permettre de faire face à des scénarios défavorables de faible hydraulité et de forte demande se prolongeant sur une période de plusieurs années.

La Période critique vécue à la fin des années 1980 a mis en évidence l'importance d'une gestion serrée des stocks d'eau, et a de plus mené à une refonte des critères de fiabilité en vue d'éviter toute pénurie à l'avenir. Toutefois, à plusieurs égards, la gestion des dernières années s'apparente à celle des années ayant précédé la Période critique. En particulier, les exportations discrétionnaires des années 1993-97 ont contribué dans une forte proportion à l'abaissement des réserves d'eau que connaît actuellement Hydro-Québec, comme elles l'avaient fait dans les années 1980.

Il apparaît qu'un respect strict du critère de fiabilité énergétique établi en 1990 aurait mené à une réduction importante dans les ventes en exportation discrétionnaires dans les dernières années. Il importe donc de vérifier si les critères de gestion établis à la suite de la Période critique ont été respectés par Hydro-Québec dans sa gestion récente des réserves d'eau, et de s'assurer qu'ils le soient à l'avenir.

Rappelons que le seuil inférieur de la variabilité des apports hydrauliques, selon un intervalle de confiance de 98 %, représente un déficit cumulé de 115 TWh durant les quatre prochaines années ou un déficit de 175 TWh pour les sept prochaines années.



Pour ces raisons, et toujours sur la base des informations disponibles, je conclus qu'il y a lieu de s'interroger sérieusement sur la capacité d'Hydro-Québec d'assurer la sécurité des approvisionnements advenant la conjugaison de facteurs défavorables sur une période prolongée.

## **Qualifications de M. Philip Raphals**

M. Philip Raphals est directeur adjoint du Centre Hélios, une société sans but lucratif vouée à la recherche et à l'expertise-conseil en matière d'énergie. Depuis plusieurs années, M. Raphals a travaillé dans le domaine de l'énergie pour le gouvernement du Québec, les peuples autochtones, le secteur privé et des organismes de protection de l'environnement et des consommateurs. Dans les dernières années, il a été coauteur, avec M. Philippe Dunsky, de plusieurs rapports et études, touchant notamment l'ouverture des marchés de l'électricité au Québec et la réglementation des tarifs d'électricité.

Parmi ses mandats récents, il a été appelé à fournir de l'expertise-conseil à la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale dans le cadre de son mandat de surveillance d'Hydro-Québec au printemps 1997. Il a également conseillé plusieurs groupes environnementaux, sociaux et autochtones sur divers sujets.

Anciennement coordonnateur scientifique adjoint pour les cinq commissions et comités chargés de l'examen public du projet Grande-Baleine, M. Raphals est en outre l'auteur de rapports et d'études touchant la planification énergétique, les mesures d'atténuation d'impacts, l'efficacité énergétique et l'évaluation des externalités, entre autres. Il participe également à un groupe de travail sur les méthodes d'évaluation environnementale, sous l'égide du Committee on Challenges to Modern Society de l'OTAN.

M. Raphals a été retenu par le RNCREQ pour témoigner devant la Régie de l'énergie dans la cause R-3398-98, sur la Proposition d'Hydro-Québec concernant les tarifs de fourniture d'électricité.