



**La contribution du projet Suroît  
à la sécurité des approvisionnements en électricité  
d'Hydro-Québec Production**

Témoignage de

**Philip Raphals  
Directeur, Centre Hélios**

Dans le cadre du dossier R-3526-04 de la

**Régie de l'énergie**

22 avril 2004

---

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Qualifications .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Mandat 1</b>	
<b>3</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>2</b>
<b>4</b>	<b>Les critères de fiabilité en énergie au Québec.....</b>	<b>4</b>
4.1	Le critère probabiliste de 1991 .....	5
4.2	Le critère de 64 TWh sur deux ans .....	6
<b>5</b>	<b>L'évolution des réserves d'Hydro-Québec.....</b>	<b>10</b>
5.1	De 1992 à 1998.....	10
5.2	Le rapport de Biggerstaff et al. ....	13
5.2.1	<i>Leurs constats.....</i>	<i>13</i>
5.2.2	<i>Leurs recommandations.....</i>	<i>14</i>
5.3	De 1998 à 2003.....	17
<b>6</b>	<b>Scénarios de l'évolution des réserves d'Hydro-Québec.....</b>	<b>20</b>
6.1	Le modèle .....	20
6.1.1	<i>Structure.....</i>	<i>20</i>
6.1.2	<i>Source de données.....</i>	<i>22</i>
6.2	Le scénario de référence.....	23
6.3	Scénarios de faible hydraulicité .....	25
6.3.1	<i>Le scénario qui sous-tend le critère de gestion de -64 TWh .....</i>	<i>25</i>
6.3.2	<i>D'autres scénarios ayant une probabilité de 2 % ou plus.....</i>	<i>30</i>
6.3.3	<i>Scénarios basé sur une diminution de l'hydraulicité normale .....</i>	<i>32</i>
6.4	Vers une approche conservatrice de gestion .....	35
<b>7</b>	<b>Conclusions .....</b>	<b>36</b>
7.1	L'évolution des réserves énergétiques .....	36
7.2	Les scénarios et le projet Suroît .....	38
	<b>ANNEXE A Notes détaillées sur les sources.....</b>	<b>1</b>

## 1 Qualifications

### **Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?**

Je m'appelle Philip Raphals. Je suis Directeur du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

### **Veillez décrire le Centre Hélios.**

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

### **Veillez décrire votre expérience professionnelle pertinente à ce dossier.**

Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae, qui est joint à ce témoignage. Mes activités professionnelles ont touché un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ceux-ci incluent, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

### **Avez-vous témoigné auparavant devant la Régie?**

Oui, à plusieurs reprises. J'ai témoigné à titre d'expert dans les dossiers suivants : R-3398-98 (tarifs de fourniture), R-3401 (tarif de transport d'Hydro-Québec), R-3405-98 (principes réglementaires), R-3470 (Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec), R-3473-02 (Plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec), R-3518-04 (option interruptible) et, plus récemment, R-3519-03 (coûts évités).

## 2 Mandat

Le présent rapport a été préparé en fonction du mandat suivant :

- a. Préparer un modèle (Excel) sur la base des informations fournies par Hydro-Québec qui permet de prévoir l'évolution des stocks d'énergie selon diverses hypothèses ;

- b. Examiner les conséquences sur les stocks énergétiques de différents scénarios d'hydraulicité, avec et sans le projet Suroît ;
- c. Examiner les conséquences sur les stocks énergétiques de l'ajout de différentes ressources ; et
- d. Examiner les facteurs ayant mené à la présente situation, en tirant les conclusions appropriées.

### 3 Introduction

Le 20 février 2004, dans une lettre à la Régie, Hydro-Québec a indiqué sa décision de rendre publique, dans le cadre du présent processus, des données historiques et récentes à l'égard, entre autres, de ses réserves énergétiques. Cette divulgation permet une analyse approfondie de la sécurité de ses approvisionnements en énergie et ce, pour la première fois depuis qu'Hydro-Québec a commencé de traiter ces informations comme confidentielles autour de 1997.

Le choix de divulguer ces informations malgré le fait que, selon Hydro-Québec, cela entraînerait des conséquences économiques réelles, suggère que la situation « critique<sup>1</sup> » ainsi révélée est du moins pertinente aux réflexions de la Régie à l'égard du projet Suroît.

À cet égard, le libellé de la demande du Ministre suggère également qu'il existe un lien entre la justification du projet Suroît et la sécurité des approvisionnements en électricité :

Dans ce contexte, je vous demande un avis sur la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet Suroît à celle-ci<sup>2</sup>.

Dans ce contexte, il nous appert qu'il serait important pour la Régie de connaître les implications de l'état actuel des stocks énergétiques pour ensuite pouvoir estimer dans quelle mesure le projet Suroît contribuera à améliorer la situation.

---

<sup>1</sup> HQP-3, doc. RRSE, p. 32.

<sup>2</sup> Lettre du 9 février à la présidente de la Régie de l'énergie.

Étant donné l'incertitude de l'hydraulicité dans les années à venir, une telle étude nécessite l'examen de divers scénarios, notamment reflétant des apports hydrauliques faibles. Une telle analyse doit également tenir compte des critères de fiabilité énergétique en vigueur.

Ainsi, la prochaine section décrit l'évolution du critère de fiabilité énergétique appliqué par Hydro-Québec. La section 5 décrit ensuite l'évolution des réserves d'Hydro-Québec depuis le début des années 90. Finalement, la section 6 présente le modèle que nous avons élaboré ainsi que les résultats de plusieurs scénarios d'hydraulicité, et la section 7 résume nos conclusions.

Il importe de noter que l'analyse qui suit est présentée selon la perspective d'HQ Production uniquement. Depuis les amendements à la *Loi sur la Régie de l'énergie* adoptés en 2000, la responsabilité de répondre aux besoins futurs des québécois relève d'HQ Distribution et non d'HQ Production. La Loi est explicite quant au processus que le Distributeur doit suivre pour répondre à la croissance de sa demande au-delà de l'énergie patrimoniale garantie par HQ Production. Quoique ce dernier soit libre de participer à ce processus concurrentiel, il n'a aucune obligation de le faire.

Cette analyse se base donc sur la prémisse qu'HQ Distribution obtiendra les approvisionnements requis pour fournir à la demande québécoise par le biais du processus d'appel d'offres prévu par la *Loi*. La question devant nous est plutôt au niveau de la capacité d'HQ Production de répondre à l'ensemble de ses engagements, incluant l'électricité patrimoniale et les contrats découlant de l'appel d'offres 2002-01.

Il va de soi que, si le projet Suroît avait été présenté dans le cadre d'un appel d'offres du Distributeur, ce genre d'analyse ne serait pas pertinent. Nous comprenons toujours que la mission du projet est celle décrite par le BAPE, soit celle de permettre à Hydro-Québec d'augmenter sa marge de manœuvre pour répondre à de futurs appels d'offres sur le marché québécois, ou encore pour profiter des occasions d'affaires sur les marchés extérieurs<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> BAPE, page 26.

---

## 4 Les critères de fiabilité en énergie au Québec<sup>4</sup>

La question de la fiabilité en énergie est un concept qui est, en grande partie, propre aux réseaux hydroélectriques. Dans un réseau thermique, dès que des équipements adéquats pour garantir la fiabilité en puissance sont disponibles, la fiabilité en énergie est garantie, s'il n'y a pas de contraintes importantes dans la livraison du combustible. Par contre, dans un réseau hydroélectrique où la nature crée des limites incontournables (et extrêmement variables) quant à la production annuelle d'énergie, des analyses poussées sont requises pour s'assurer que, même dans des circonstances défavorables, le réseau sera adéquat pour combler les besoins en électricité.

Le débat sur la sécurité des approvisionnements d'Hydro-Québec n'est ni nouveau ni purement théorique. Si Hydro-Québec s'est dotée d'un critère de fiabilité en énergie au début des années 1990, c'est parce qu'elle se trouvait dans une situation où ses réserves énergétiques étaient presque épuisées en raison d'une faible hydraulicité qui s'ajoutait à un haut niveau d'exportations pendant plusieurs années. Hydro-Québec elle-même admettait que, n'eût été le surplus énergétique qui existait durant cette période, « cette combinaison de facteurs [un déficit cumulé de l'offre et de la demande de 173 TWh] aurait mené à des délestages importants »<sup>5</sup>.

Il importe donc de revoir brièvement les événements de cette période, avant d'examiner l'histoire plus récente.

Entre 1985 et 1989, Hydro-Québec avait fait des ventes discrétionnaires (exportations à court terme et ventes excédentaires au Québec) d'environ 115 TWh. Pendant cette même période, cependant, les apports hydriques atteignaient -91 TWh cumulativement par rapport à l'hydraulicité moyenne. Malgré un « surplus théorique » important (productibilité à hydraulicité normale moins engagements fermes), Hydro-Québec s'est donc trouvé avec un important déficit énergétique pour la période. Ainsi, les réserves hydrauliques se sont réduites éventuellement à un niveau si bas qu'Hydro-Québec a dû admettre qu'elle ne pouvait gérer une autre année de faible hydraulicité<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> Cette section est tirée, avec quelques modifications, de mon expertise présentée en R-3470-01.

<sup>5</sup> Hydro-Québec (1992), *Impacts de la révision des critères de fiabilité en puissance et en énergie*, page 15.

<sup>6</sup> Hydro-Québec (1991), Proposition tarifaire pour 1992, pages 8-9.

Malgré la faible hydraulicité, Hydro-Québec avait poursuivi ses ventes d'énergie « excédentaire » jusqu'en 1989. Si elle avait arrêté ces exportations plus tôt, cela aurait eu pour effet de rehausser le niveau des réserves et donc d'augmenter sa fiabilité en énergie. Il appert qu'une des raisons principales pour la refonte du critère de fiabilité en énergie était justement la mise en place de mécanismes qui auraient permis à Hydro-Québec de réagir plus rapidement.

Le critère probabiliste établi en 1991 et son remplacement à nouveau par le critère déterministe de 64 TWh sur deux ans sont traités dans les prochaines sections.

#### **4.1 Le critère probabiliste de 1991**

Au début des années 1990, Hydro-Québec a procédé au développement d'un nouveau critère « probabiliste » pour remplacer son ancien critère « déterministe ». Cet ancien critère se basait sur la « période critique » de 1960-63, c'est-à-dire la pire séquence de quatre années sèches vécue depuis 1942, lorsque Hydro-Québec affichait un déficit de 100 TWh sur quatre ans. Ce critère n'était pas cependant adéquat pour assurer des réserves adéquates pendant la période 1984-90, même si le déficit hydraulique n'était que de 97 TWh sur sept ans<sup>7</sup>.

La supériorité des critères probabilistes pour les fins de planification des réseaux est largement reconnue.

The first techniques used were all deterministic. ... An important shortcoming of these methods is that they do not account for the stochastic nature of system behavior. Indeed, randomly occurring or probabilistic events in the system are easy to recognize: forced outages of generating units, failure of overhead lines, uncertainty in customer demand. Probabilistic methods can provide more meaningful information to be used in design and resource in planning and allocation<sup>8</sup>. (nous soulignons)

---

<sup>7</sup> Durant la même période, la demande excédait les prévisions par un total de 76 TWh (~ 11 TWh par an en moyenne). Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998), *An Assessment of Hydro-Québec's Security of Supply in Accordance with Their Energy Reliability Criteria*, page 13.

<sup>8</sup> José Fernando Prada, "The Value of Reliability in Power Systems – Pricing Operating Reserves", MIT Energy Laboratory, juin 1999, p. 14.

---

Cela est d'autant plus vrai lorsqu'il s'agit de réseaux hydroélectriques où la production énergétique est assujettie à des aléas très importants<sup>9</sup>. Pour cette raison, le nouveau critère de fiabilité en énergie d'Hydro-Québec adopté en 1991 était de loin supérieur à son prédécesseur. La nouvelle méthode est décrite par Hydro-Québec comme suit :

Une nouvelle méthode pour l'évaluation de la fiabilité énergétique d'un parc d'équipements de production a été développée au cours de l'année 1989. La nouvelle approche consiste à simuler l'exploitation anticipée d'un parc de production défini pour différents scénarios de demande et d'offres énergétiques. Les résultats de ces simulations permettent d'obtenir un ensemble de statistiques aux différentes années sur le fonctionnement des moyens de production, les achats et les ventes d'énergie et finalement sur les délestages<sup>10</sup>. (nous soulignons)

La nouvelle méthode stochastique tenait donc compte de l'incertitude tant de l'offre (hydraulicité) que de la demande pour réduire à 2 % la probabilité d'un délestage de 5 TWh, équivalant à une espérance de délestage de 0,35 TWh par an<sup>11</sup>.

## 4.2 Le critère de 64 TWh sur deux ans

Dans le cadre du dossier R-3470-01 concernant son Plan d'approvisionnement, Hydro-Québec a proposé comme critère de fiabilité en énergie le critère énoncé dans son Plan stratégique, soit « le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives »<sup>12</sup>. La Régie a pris note de ce critère sans l'endosser formellement, laissant entendre qu'elle allait peut-être revoir le sujet plus tard.

Pour le présent plan, la Régie note le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité patrimoniale énoncé par le Producteur dans le Plan stratégique d'Hydro-Québec, à

---

<sup>9</sup> Northwest Power Planning Council, *Reliability Standards for the Northwest Power System*, 10 octobre 2001. "Generation planners should develop a useable probabilistic reliability index that will lead to adequate and reliable future systems." (nous soulignons), p. 10.

<sup>10</sup> Hydro-Québec (1990) La fiabilité énergétique et la planification des équipements de production, page 58.

<sup>11</sup> Hydro-Québec (1992) Vice présidence planification du réseau, *Impacts de la révision des critères de fiabilité en puissance et en énergie*, p. 20. L'espérance de délestage équivaut à la moyenne du volume de l'énergie non desservie dans tous les scénarios modélisés.

<sup>12</sup> R-3470-01, HQD-6, doc. 8 révisé, page 18.

---

savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives<sup>13</sup>. (nous soulignons)

La Régie a également demandé au Distributeur « de lui déposer, en novembre et en mai de chaque année, les documents faisant la démonstration que [c]e critère de fiabilité en énergie ... est respecté pour l'électricité patrimoniale »<sup>14</sup>.

Dans sa preuve déposée dans le cadre de l'audience sur son Plan d'approvisionnements (R-3470-01), Hydro-Québec expliquait que le critère probabiliste adopté en 1991 était devenu « caduc<sup>15</sup> » et « n'a plus aucune signification<sup>16</sup> » et ce, en raison de la *Loi 116*. Il a donc été remplacé par un critère de deux ans, soit le maintien d'une réserve adéquate pour lui permettre de répondre à toutes ses obligations dans le cas où les apports hydrauliques seraient de 64 TWh inférieurs à leur niveau « normal » durant deux années consécutives<sup>17</sup>. Le Distributeur précisait que ce critère de -64 TWh « ne correspond pas à une probabilité de fiabilité<sup>18</sup> ».

Dans son mémoire du présent dossier, par contre, HQ Production affirme que le critère de 64 TWh sur deux ans est en place depuis le début des années 90, comme s'il était identique au critère probabiliste<sup>19</sup>.

En fait, le critère de -64 TWh sur deux ans n'est pas identique au critère probabiliste, quoique dans un certain sens il en découle. Selon les études d'Hydro-Québec, la probabilité que les apports soient plus que 39 TWh en bas de la moyenne dans une seule année est de 2 %. Ainsi, ce seuil de 2 % représente des manquements cumulatifs de 39 TWh sur un an, de 64 TWh sur deux ans, de 87 TWh sur trois ans et de 107 TWh sur quatre ans. Si l'on présume qu'une période de deux ans est suffisante, on pourrait donc conclure que, si on est capable de combler un déficit de 64 TWh sur

---

<sup>13</sup> D-2002-169, p. 28.

<sup>14</sup> Ibid.

<sup>15</sup> R-3470-01, HQD-6, doc. 8, page 18, R. 17.2.1.1.

<sup>16</sup> Ibid., R. 17.2.1.

<sup>17</sup> HQD-9, doc. 1, page 4, R 1.1.

<sup>18</sup> Ibid.

<sup>19</sup> HQP-2, doc. 1, p. 3 et HQP-3, doc. 1, p. 28.

---

deux ans, on rencontrerait le seuil de confiance de 98 %<sup>20</sup>. Mais cette conclusion se base sur des présomptions erronées.

Premièrement, le nouveau critère exclut toute variabilité reliée à la demande. Ce point a déjà été souligné par les experts américains mandatés par la Régie en 1998, qui en déduisent qu'Hydro-Québec surestime sa fiabilité :

Given that it is unrealistic to assume that any forecast is not subject to variation, the exclusion of a demand variation component from the one, two, three and four-year figures shown in Section 4.1 will result in over-estimating system reliability<sup>21</sup>.

En ce sens, le nouveau critère de -64 TWh se distingue clairement du critère adopté en 1991 :

La nouvelle approche [de 1991] consiste à simuler pour différents niveaux de réserve en énergie, l'exploitation anticipée d'un parc de production advenant diverses conditions de l'offre et de la demande et à comparer les coûts de la réserve énergétique ajoutée aux bénéfices associés à la réduction des délestages de certaines charges<sup>22</sup>. (nous soulignons)

Deuxièmement, le critère de -64 TWh sur deux ans est en réalité un retour à l'ancienne approche déterministe où la fiabilité est mesurée par le biais d'une « période critique » fixe au lieu d'une simulation probabiliste. Il s'agit là d'un recul important dans la sophistication de cet outil<sup>23</sup>.

En effet, selon l'un des experts américains de la Régie :

Critical period usually refers to the most adverse sequence of flows in a river basin for a given set of storage projects. This corresponds to Hydro-Québec's old 1960-63 adverse flow sequence. But I suppose we could loosely use the term "critical period" to refer to the period used in conjunction with Hydro-Québec's new energy reliability criteria<sup>24</sup>. (nous soulignons)

---

<sup>20</sup> Voir Raphals et McCullough (2000), *Critical Review of the Reliability Assessment Prepared for the Régie de l'énergie*, pages 9 à 11. Il peut être consulté à [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/PreuvesII/Preuve3470\\_RNCREQ\\_RappPRaphals-annexes-23avril02.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/PreuvesII/Preuve3470_RNCREQ_RappPRaphals-annexes-23avril02.pdf), Annexe B (pp. 21-46).

<sup>21</sup> Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998), page 24.

<sup>22</sup> Hydro-Québec (1992), page 1.

<sup>23</sup> Raphals et McCullough (2000), page 10.

<sup>24</sup> Courriel de M. Richard Mittelstadt du 10 décembre 1998, cité dans Raphals et McCullough (2000), note 22, page 10.

Notons que la référence aux *nouveaux* critères de fiabilité d'Hydro-Québec reflète, de toute évidence, la perception de M. Mittelstadt à l'effet que ce critère déterministe n'était pas identique au critère probabiliste de 1991.

Troisièmement, même si la probabilité de dépasser le seuil de -39 TWh par rapport à la moyenne n'est que de 2 % pour une seule année<sup>25</sup>, la probabilité de dépassement augmente avec le nombre de périodes d'analyse. Cela est vrai pour la même raison que la probabilité de tirer un « six » avec un seul dé est plus grande si on le tire deux fois. Ainsi, sur une période de deux ans, la probabilité d'un dépassement du seuil de -39 TWh dans l'une ou l'autre des deux années augmente à plus que 4 %, selon la règle :

$$P = 1 - 0,98^n$$

où  $n$  est le nombre de périodes. Sur une période de sept ans, la probabilité d'un dépassement de -39 TWh augmente à plus de 13 %<sup>26</sup>.

Il en découle que, même des séquences comme {-10, -45} peuvent se produire avec une probabilité de plus de 2 % et ce, malgré le fait que la probabilité dans une seule année de -45 serait bien en-deçà de 2 %. De la même façon, nos études Monte Carlo démontrent que le seuil critique de -87 TWh sur trois ans inclut aussi bien des séquences comme {-18, -23, -44} ou {0, -43, -43} que la séquence pour laquelle Hydro-Québec se prépare, soit de {-39, -25, -20}<sup>27</sup>.

Par ailleurs, le rapport de Biggerstaff et al., discuté en détail à la section 5.2, souligne que plus la capacité d'entreposage dans un réseau hydraulique est grande, plus la période d'analyse doit être longue. Étant donné la très grande capacité d'entreposage dont jouit le réseau d'Hydro-Québec, il conclut que les analyses de fiabilité à Hydro-Québec devront se baser minimalement sur une

---

<sup>25</sup> Sur la base d'une distribution normale (« gaussienne ») avec un écart-type de 19,5 TWh.

<sup>26</sup> Raphals et McCullough (2000). Cela ne tient pas compte de la faible corrélation observée entre une année et l'autre.

<sup>27</sup> Courriel de Mme C. Dupuis du 14 décembre 1998, Raphals et McCullough (2000), Appendix II, doc. 3. "HQ is not currently obligated to protect ONLY against the 2-year, 98 percent flow sequence – rather, it is obligated to protect against the worst-case scenario which can occur 2% of the time and which represents the cumulative shortfalls listed in the "Energy Reliability Criteria" handout. In other words, HQ must be ready to protect itself in a shortfall which could occur over a period of 7 years." (majuscules dans l'original)

période de quatre ans<sup>28</sup>. En fait, le rapport note que même le critère déterministe des années 1980 se basait sur une période critique de quatre ans et que le critère probabiliste des années 1990 se basait implicitement sur une période d'au moins sept ans<sup>29</sup>.

Ainsi, le critère de 64 TWh sur deux années comporte des faiblesses de taille sur le plan théorique. Dans la prochaine section, nous verrons les conséquences créées par ces faiblesses.

## 5 L'évolution des réserves d'Hydro-Québec

### 5.1 De 1992 à 1998

Malgré l'adoption en 1991 du critère probabilistique, en 1998 Hydro-Québec s'est trouvée encore une fois dans une situation où ses réserves hydrauliques frôlaient des niveaux dangereux. Dans un rapport déposé à la Régie en novembre 1998, j'ai conclu que, sur la base des informations disponibles, il y avait 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<sup>30</sup>.

Les raisons ayant menées à cette situation étaient sensiblement les mêmes qu'au début de la décennie. Les volumes exportés combinés avec les déficits hydrauliques excédaient encore une fois le surplus théorique, avec le résultat que la société d'État devait puiser chaque année dans ses réserves énergétiques<sup>31</sup>.

---

<sup>28</sup> En raison de l'important surplus théorique de l'offre sur la demande dont Hydro-Québec bénéficiait en 1998, les auteurs considéraient néanmoins que l'utilisation d'une période analytique de deux (2) ans serait acceptable jusqu'en 2002.

<sup>29</sup> Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998), page 23. Ce rapport est disponible à [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/SpecialReport\\_HQ\\_Confidential\\_18dec98.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/SpecialReport_HQ_Confidential_18dec98.pdf).

<sup>30</sup> Philip Raphals (1998) *La sécurité des approvisionnements en énergie au Québec*, page 14. Ce rapport a été déposé en appui de la requête R-3416-98. Il peut être consulté à [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/PreuvesII/Preuve3470\\_RNCREO\\_RappPRaphals-annexes-23avril02.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/PreuvesII/Preuve3470_RNCREO_RappPRaphals-annexes-23avril02.pdf), Annexe A (pages 1-20).

<sup>31</sup> Ibid., pages 11 à 14.

---

Plus précisément, pour la période 1993 à 1997, Hydro-Québec bénéficiait d'un surplus théorique (productibilité théorique moins besoins réguliers) de 38,4 TWh, soit presque 8 TWh par an en moyenne. Cependant, les apports hydrauliques pendant cette période étaient de -69,6 TWh par rapport aux apports escomptés. Cela donnait donc lieu à un déficit réel pour la période de 31,2 TWh<sup>32</sup>.

Autrement dit, même sans aucune vente « discrétionnaire<sup>33</sup> », Hydro-Québec aurait dû puiser 31,2 TWh dans ses réserves énergétiques. Dans les faits cependant, la société d'État avait aussi réalisé des exportations de court terme de 46,1 TWh pendant la période, avec le résultat que son déficit réel atteignait 77,3 TWh. Dans des conditions d'hydraulicité moyennes et sans exportations discrétionnaires, les stocks d'eau auraient donc été de 77,3 TWh plus élevés qu'ils ne l'étaient. De cet écart, les ventes discrétionnaires comptaient pour presque 60 % du déficit net, le reste étant attribuable à la faible hydraulicité<sup>34</sup>.

Au 1<sup>er</sup> juillet 1998, les réserves hydrauliques se situaient à 59 TWh, le niveau le plus bas jamais atteint à cette date sauf en 1989, la pire année de la crise. En 1989 cependant, des moyens exceptionnels avaient déjà été enclenchés et les exportations discrétionnaires avaient été stoppées depuis un an<sup>35</sup>.

Le graphique suivant présente l'évolution de certains indicateurs clés entre 1992 et 1998. En 1992, Hydro-Québec était toujours confrontée à la pénurie d'eau décrite dans la section précédente. Au 1<sup>er</sup> mai, ses réserves n'étaient qu'à 46,2 TWh ou à 27 % de leur capacité. Le ratio de couverture, calculé au 1<sup>er</sup> janvier, était de 52 %, bien en-deçà du seuil visé par HQP de 60 %<sup>36</sup>.

**Graphique 1. L'évolution des réserves, 1992-1998**

---

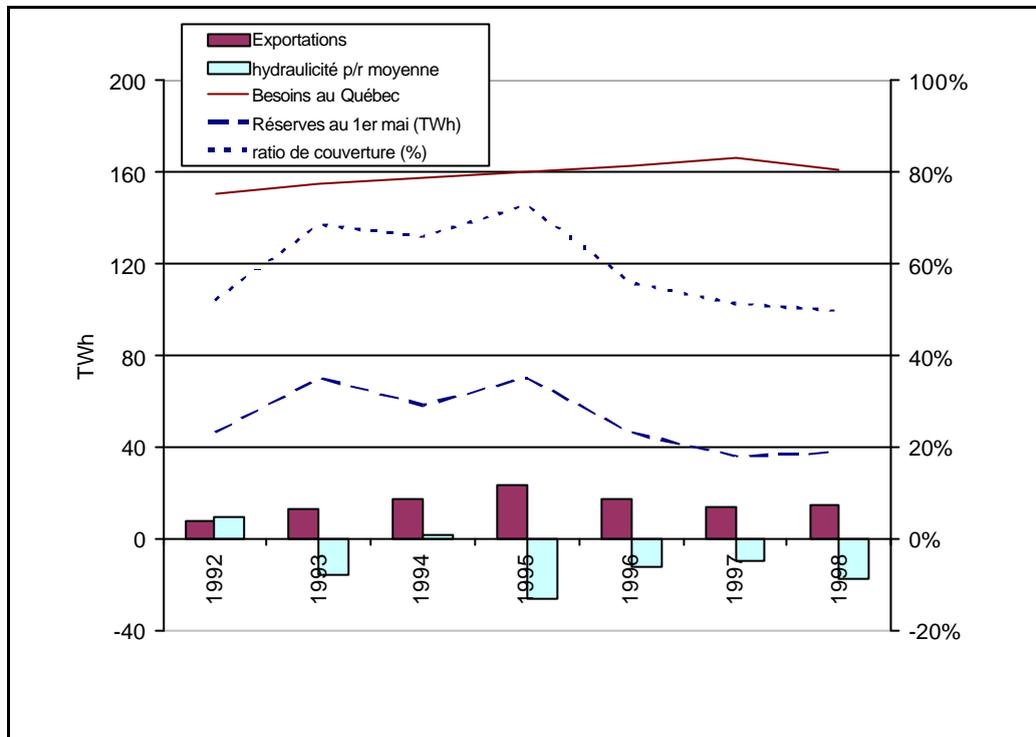
<sup>32</sup> Ibid.

<sup>33</sup> Par « discrétionnaires », nous référons aux ventes non fermes et aux ventes de court terme.

<sup>34</sup> Raphals (1998) à la page 13.

<sup>35</sup> Ibid., p. 9.

<sup>36</sup> Nous ignorons depuis quand Hydro-Québec fait appel à cet indicateur. À notre connaissance, sa première mention publique a été dans le cadre de la présente audience.



Dans les années subséquentes, la situation s'améliorait légèrement. Hydro-Québec a repris ses exportations, qui croissaient graduellement pour rejoindre un niveau de presque 22 TWh en 1995. Les apports d'eau étaient en moyenne légèrement en bas de la normale entre 1992 et 1994. Ces conditions, couplées au fait que la productibilité théorique du réseau excédait largement les besoins au Québec, ont fait en sorte que les stocks d'eau se sont rétablis à 70,1 TWh (41 %) au 1<sup>er</sup> mai 1995, avec un ratio de couverture de 72,7 % pour cette même année.

L'année 1995 a représenté cependant un point tournant. C'était une année de très faible hydraulicité (-26 TWh<sup>37</sup>) mais aussi de fortes exportations (22 TWh). En même temps, les besoins québécois continuaient de croître. Pendant les trois années suivantes, l'hydraulicité est demeurée toujours en bas de la normale, mais les exportations ne se sont pas réduites en conséquence, demeurant au

<sup>37</sup> HQP-3, doc. 1, p. 49. Selon Biggerstaff et al. cependant, les apports en 1995 ont été de -28,5 TWh. Pour les années 1996 et 1997, les chiffres rapportés par ces derniers sont également plus grands que ceux que l'on trouve dans la preuve de la présente cause. Cela suggère qu'entre temps Hydro-Québec a réévalué à la baisse la productibilité théorique de son parc de production. Voir la section 6.3, ci-dessus.

niveau élevé d'environ 15 TWh par année en moyenne. Ainsi, au 1<sup>er</sup> janvier 1998 le ratio de couverture n'était que de 51,2 % et, au 1<sup>er</sup> mai, les réserves ont baissé à 37,6 TWh (22 %).

## **5.2 Le rapport de Biggerstaff et al.**

En décembre 1998, la Régie de l'énergie mandatait trois experts américains (Gene Biggerstaff, Nicholas Dodge et Richard Mittelstadt) pour produire un rapport concernant la sécurité des approvisionnements d'Hydro-Québec, et plus particulièrement concernant la capacité d'Hydro-Québec à répondre à un scénario de très faible hydraulité pendant la période 1999-2002<sup>38</sup>. Les conclusions de ce rapport (ci-après « Biggerstaff et al. ») confirment à plusieurs égards celles de mon rapport antérieur. Ayant eu accès aux informations confidentielles d'Hydro-Québec, Biggerstaff et al. ont pu procéder à une analyse quantitative dont les détails viennent d'être révélés.

### **5.2.1 Leurs constats**

Ce rapport indique qu'entre 1995 et 1997 Hydro-Québec avait procédé à des ventes externes non fermes (excédentaires) de 30,2 TWh, tandis que les apports hydrauliques étaient de 53,5 TWh moindres que prévus. Ils notaient que, sans ces ventes de « surplus », le taux de remplissage des réservoirs au 1<sup>er</sup> novembre 1997 aurait été de 70 %, au lieu du taux réel de 52 %<sup>39</sup>. Ils remarquent également que ces ventes excédentaires ont compté pour presque la moitié du revenu net de l'entreprise pour la période.

Une réduction de la réserve hydraulique mène inévitablement à une augmentation de la probabilité de défaillance. Les experts concluaient que la probabilité de défaillance avait augmenté de presque zéro en 1993-94 à 1,4 % en 1996-97.

Sur la base des informations fournies par Hydro-Québec, ces experts ont aussi analysé le niveau de sécurité des approvisionnements pour les années subséquentes. Cette analyse les menait à la conclusion que la probabilité de défaillance pour les hivers 1998-99 et 1999-2000 n'excéderait pas

---

<sup>38</sup> Le mandat a été signé le 1<sup>er</sup> décembre 1998 et le rapport produit le 18 du même mois.

<sup>39</sup> Ibid., page 25. Au 1<sup>er</sup> novembre 1998, le taux de remplissage descendait à 45 % (page 11).

2 %, mais seulement à la condition qu'Hydro-Québec applique des mesures exceptionnelles prévues dont l'opération en mode continu de Tracy, la réduction de ventes non fermes et des achats<sup>40</sup>.

Biggerstaff et al. en sont également venus aux conclusions suivantes:

- a) **la méthodologie utilisée par Hydro-Québec excluait tout effet relié aux aléas de la demande, ce qui entraînait une surestimation de la fiabilité** (page 24),
- b) étant donné l'importance du parc de réservoirs d'Hydro-Québec, l'analyse de fiabilité doit se faire sur une période beaucoup plus longue que deux ans. **Ils recommandent une période d'au moins quatre ans** (pages 22 à 24) ;
- c) l'approche utilisée par Hydro-Québec pour l'analyse hydrologique devrait être revue par un consultant spécialisé, familier avec les sécheresses et les changements climatiques (page 21),
- d) les études d'Hydro-Québec à la base de son critère probabiliste devaient être mises à jour (page 22),
- e) Hydro-Québec avait choisi de gérer ses réservoirs à des niveaux faibles pour permettre des exportations additionnelles, ce qui augmente le risque de l'utilisation de mesures exceptionnelles coûteuses et de délestage (page 25), et
- f) cette façon de gérer les réservoirs a également eu pour effet de réduire l'efficacité de la production de façon significative, en raison de la perte de chute et du fait que les turbines sont optimisées pour des niveaux plus élevés.

### 5.2.2 Leurs recommandations

Biggerstaff et al. étaient d'avis que la situation des réserves à l'automne de 1998 était suffisamment urgente pour requérir à l'implantation immédiate des mesures exceptionnelles et d'une surveillance

---

<sup>40</sup> Ibid., page 26 et Appendix C, Part I.

étroite par la Régie sur une base mensuelle pour s'assurer du respect du critère de fiabilité en énergie.

It is deemed essential that a monthly monitoring and follow-up program be established immediately with Hydro-Québec to give sufficient assurance to La Régie that the exceptional measures considered essential to meet the energy reliability criteria are being implemented<sup>41</sup>.  
(nous soulignons)

En vertu de ce programme, Hydro-Québec devait mensuellement fournir à la Régie des mises à jour concernant l'offre, la demande et les réserves, ainsi que les résultats des mesures exceptionnelles. Elle devait également fournir des données sur l'accumulation de neige (*snowpack*) pour permettre une estimation des apports à venir lors du dégel printanier. Les auteurs suggéraient qu'un tel programme de monitoring mensuel devait continuer aussi longtemps que la situation des réserves demeurait « sérieuse »<sup>42</sup>.

Dès que la situation s'améliorerait, ils proposaient que la Régie maintienne un programme de monitoring et de suivi sur une base annuelle, et ce, de façon permanente. Pour résumer l'essentiel du programme proposé :

1. Chaque année au premier novembre, Hydro-Québec devait présenter à la Régie ses projections pour la gestion des réservoirs pour l'année à venir, étant donné les réserves et la charge prévue ;
2. Hydro-Québec devait expliquer en détail comment elle gérerait ses réserves pour les deux années à venir si l'hydraulicité s'annonçait faible, en définissant de façon précise les mesures exceptionnelles à appliquer ;
3. Hydro-Québec devait présenter les ventes non fermes envisagées et démontrer que de telles ventes n'auraient pas un impact contraire sur ses réserves énergétiques ;
4. Un suivi mensuel était requis seulement si des mesures exceptionnelles étaient requises. Dans tous les cas, Hydro-Québec devait présenter à la Régie une mise à jour de ses réserves énergétiques sur une base mensuelle ;

---

<sup>41</sup> Ibid., p. 31.

<sup>42</sup> Ibid.

5. Hydro-Québec devait élaborer une « rule curve » comme suit<sup>43</sup> :

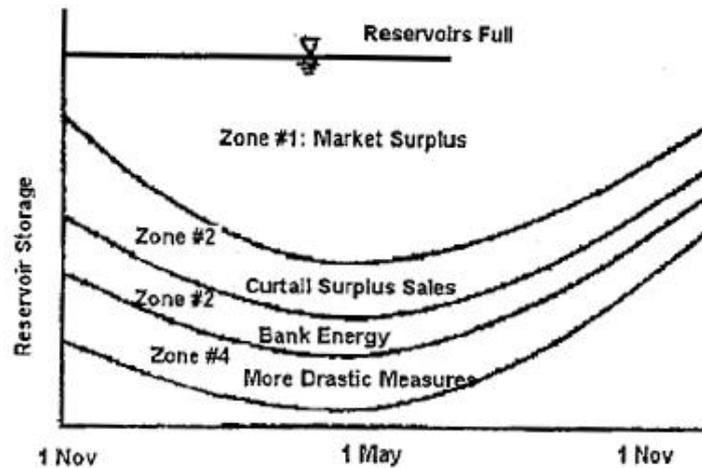


Figure 1  
Reservoir System Storage Zones

L'utilisation d'une telle règle éliminerait en grande partie l'ambiguïté quant aux actions qui pourraient ou devraient être entreprises à chaque moment, compte tenu de l'état des réserves.

Il est frappant de comparer ces recommandations avec le régime de surveillance actuellement en vigueur. À la demande de la Régie, Hydro-Québec a rendu public le 16 avril 2004 son Document D, déposé sous pli confidentiel le 19 novembre 2003, qui :

contient les informations démontrant que le critère de fiabilité en énergie, consistant à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives, est respecté pour l'électricité patrimoniale<sup>44</sup>.

Ce document d'une seule page concerne, seulement et en partie, les deux premières recommandations décrites ci-dessus. Il ne permet pas le suivi mensuel qui, selon les experts, est nécessaire lorsque des mesures exceptionnelles sont requises. Notons à cet égard qu'Hydro-Québec

<sup>43</sup> Biggerstaff et al. (1998), page 32.

<sup>44</sup> Lettre d'Hydro-Québec du 19 novembre 2003.

n'avait même pas averti la Régie du fait que la marge annoncée dans ce document de 3,8 TWh est devenue un déficit de 2,7 TWh<sup>45</sup>.

Cela étant dit, Biggerstaff et al. ont constaté qu'en 1998, Hydro-Québec était en mesure de pouvoir tolérer un déficit hydraulique de 64 TWh sur deux ans. Néanmoins, ils recommandaient fortement que :

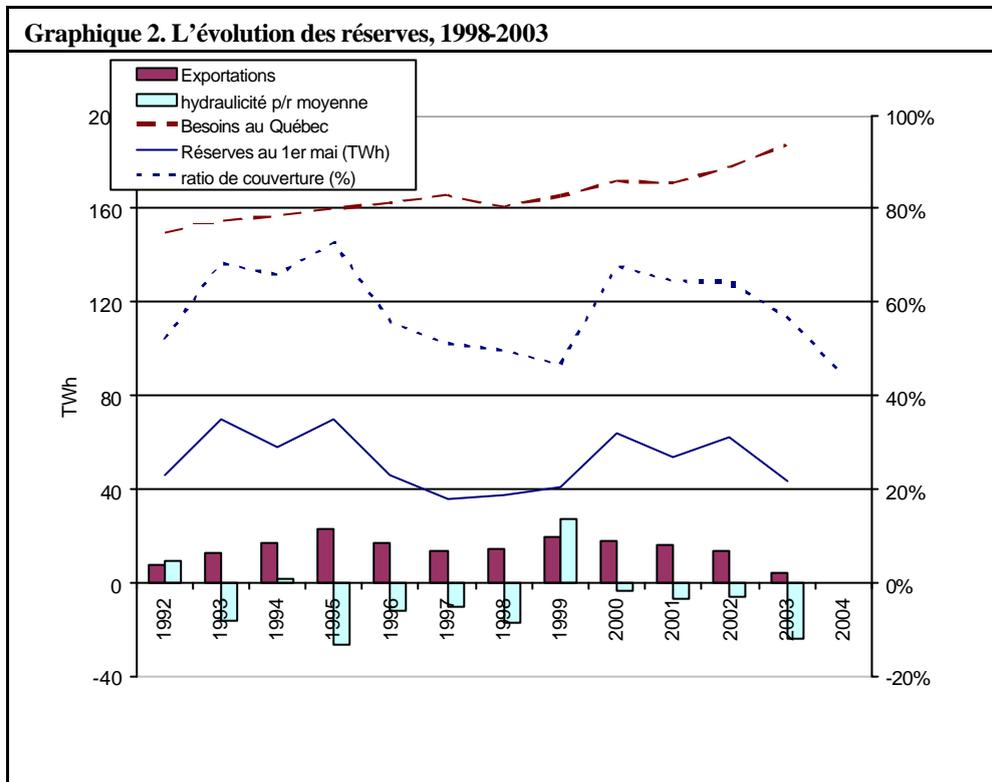
1. une période plus longue d'analyse soit utilisée (au moins quatre ans), et que
2. la variabilité de la demande soit prise en compte.

### **5.3 De 1998 à 2003**

Heureusement, l'hydraulicité en 1999 était à son plus haut niveau depuis 1983, soit de +27,2 TWh. Cela a eu pour effet de rehausser les réserves, donnant lieu à un ratio de couverture de 67,7 % au 1<sup>er</sup> janvier 2000. Malgré des exportations d'environ 18 TWh par année, le ratio de couverture au 1<sup>er</sup> janvier 2002 était encore à 64,3 %, et les réserves au 1<sup>er</sup> mai à 62,6 TWh (37 %), tel qu'on le voit dans le graphique 2.

---

<sup>45</sup> HQP-3, doc. 1, p. 47.

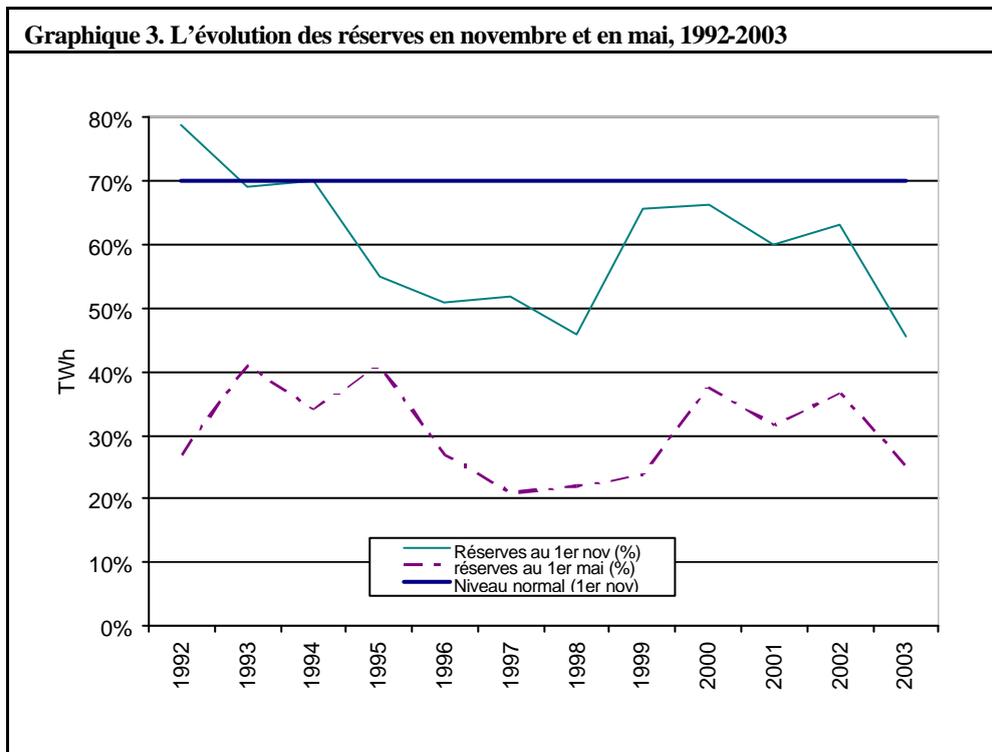


Hydro-Québec s'est permis cependant d'exporter 13,4 TWh en 2002, ce qui, en combinaison avec des ventes plus hautes que prévues au Québec, a fait en sorte qu'au début de 2003, le ratio de couverture était encore une fois en-deçà de 60 %, soit 56,8 %. Malgré une réduction importante du niveau d'exportations nettes, les réserves au 1<sup>er</sup> mai 2003 n'étaient que de 43,3 TWh (25 %).

Malheureusement, 2003 était également une année de très faible hydraulicité (-23,7 TWh). À cause de cela, ainsi qu'à cause d'une croissance accélérée de la demande au Québec, la situation a beaucoup empiré. Au 1<sup>er</sup> janvier 2004, le ratio de couverture est tombé à 43,7 %, son niveau le plus bas depuis au moins 1991, donnant lieu à une situation où le niveau de réserves est qualifié, par Hydro-Québec elle-même, de « critique »<sup>46</sup>.

<sup>46</sup> HQ-3, doc. RRSE, p. 32.

Une autre façon de voir cette progression est en vertu des réserves au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année, ce qui représente le début de la saison hivernale et le point le plus haut des réserves dans l'année. Le graphique suivant démontre l'évolution des réserves au 1<sup>er</sup> mai et au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année. Selon Biggerstaff et al., le niveau normal de remplissage des réservoirs d'Hydro-Québec au 1<sup>er</sup> novembre est de 70 %, quoique ce niveau peut être réduit s'il y a un surplus à hydraulité normale<sup>47</sup>. Comme le démontre le graphique suivant, ce niveau n'a pas été atteint depuis 1994. Au 1<sup>er</sup> novembre 2003, le taux de remplissage est au plus bas niveau depuis 1990, avec des réserves de seulement 77,9 TWh (45 %).



<sup>47</sup> Biggerstaff, et al., p. 9.

## 6 Scénarios de l'évolution des réserves d'Hydro-Québec

L'évolution des réserves énergétiques d'HQ Production dépend évidemment de l'interaction entre plusieurs facteurs dont notamment l'hydraulicité, une variable à l'abri de tout contrôle ou prévision. Il importe de souligner que, dorénavant, l'importance d'une autre variable de taille, l'évolution de la demande au Québec, se réduit grandement, étant donné que l'obligation d'HQ Production de fournir l'énergie patrimoniale aura déjà atteint sa limite cette année<sup>48</sup>. Les autres facteurs — les achats et ventes discrétionnaires ainsi que l'ajout de ressources de production — demeurent sous le contrôle de l'entreprise.

La grande question est donc : Comment doit-on gérer ces derniers éléments pour tenir compte adéquatement des aléas de l'offre et de la demande et ainsi fournir un degré suffisant de sécurité des approvisionnements ?

Pour explorer la capacité d'HQ Production à rencontrer ses obligations envers HQ Distribution sous plusieurs scénarios, nous avons construit un simple modèle qui est décrit dans la section suivante.

### 6.1 Le modèle

#### 6.1.1 Structure

Notre modèle prend comme point de départ le Tableau 1.1 d'HQ Production (ci-après « le Tableau »)<sup>49</sup>. Dans un premier temps, nous avons trouvé opportun de réorganiser les sections du tableau, comme suit:

---

<sup>48</sup> Au-delà de sa participation dans des appels d'offres futurs, il est probable qu'HQ Production continuera également à fournir d'autres éléments de la demande extra-patrimoniale, dont les tarifs non-patrimoniaux et les dépassements de l'énergie patrimoniale.

<sup>49</sup> HQP-1, doc. 1 aux pages 13 et 14.

	BESOINS
A	Besoins au Québec
$A_V$	Ventes
$A_P$	Pertes
B	Besoins hors Québec
$B_V$	Ventes
$B_P$	Pertes
$C=A+B$	BESOINS GLOBAUX
	RESSOURCES
D	Production thermiques (incl. nucléaire)
E	Achats court terme
	Ressources hydrauliques
F	Parc existant à hydraulité normale (incl. Churchill)
G	Ajouts futurs à hydraulité normale
$H=F+G$	Productibilité théorique à hydr. normale
I	Hydraulité par rapport à la moyenne
$J=H+I$	Productibilité réelle
K	Production hydraulique réelle
$L=D+E+K$	PRODUCTION TOTALE (= BESOINS GLOBAUX)
	ÉVOLUTION DES STOCKS
M	Surplus théorique
$N=J-K$	Surplus (déficit) hydraulique
$Q_t = Q_{t-1} + N$	Stock au 1er janvier
$P_t = Q_t - X^{50}$	Stock au 1er mai
$Q = O/(A_V + B_V)$	RATIO DE COUVERTURE

En plus de sa plus grande clarté, nous considérons que cette présentation résout plusieurs difficultés qui se trouvent dans ce tableau. D'une part, la structure du tableau ne permet pas de tenir compte

<sup>50</sup> La méthode utilisée pour estimer le Stock au 1<sup>er</sup> mai est décrite à la fin de l'Annexe A.

adéquatement de l'incertitude des apports hydrauliques futurs pour l'ensemble des ressources hydrauliques, dont la centrale des chutes Churchill (incluse dans « achats à long terme ») et les projets futurs (ex. EM-1). Plus important encore, le fait de présenter séparément le « stockage pour réserve énergétique », les « ressources non engagées HQP » et les stocks empêche de voir l'interrelation de ces trois éléments.

Cela donne lieu à certaines contradictions apparentes. Ainsi, en 2004, le Tableau 1.1 d'Hydro-Québec indique que 3 TWh sont dédiés au stockage pour réserve énergétique, mais les ressources non engagées sont négatives (-3,4 TWh). En réalité, à moins d'augmenter les ressources (par des achats court terme, par exemple) ou diminuer les besoins, il serait impossible de faire le stockage prévu. De la même façon, les ressources non engagées de plus que 12 TWh par année en 2010 et 2011 ne se reflètent aucunement dans le stock énergétique.

### 6.1.2 Source de données

La structure décrite ci-dessus devrait être adéquate pour présenter les données tant historiques que prévisionnelles. Ainsi, en utilisant les données publiées des années antérieures, il devrait être possible de construire un modèle qui prévoit l'évolution historique de stocks d'énergie sur la base des besoins et ressources de chaque année antérieure.

Or, il nous a été impossible à plusieurs égards de réconcilier les données présentées dans le cadre de la présente audience avec celles publiées par Hydro-Québec dans le passé, dans ses Rapports annuels et dans ses autres publications<sup>51</sup>. Face à ces contradictions, nous avons choisi, dans la mesure du possible, de baser notre analyse uniquement sur les données présentées dans le cadre de la présente audience.

Des notes détaillées sur les sources de chaque catégorie se trouvent en Annexe A.

---

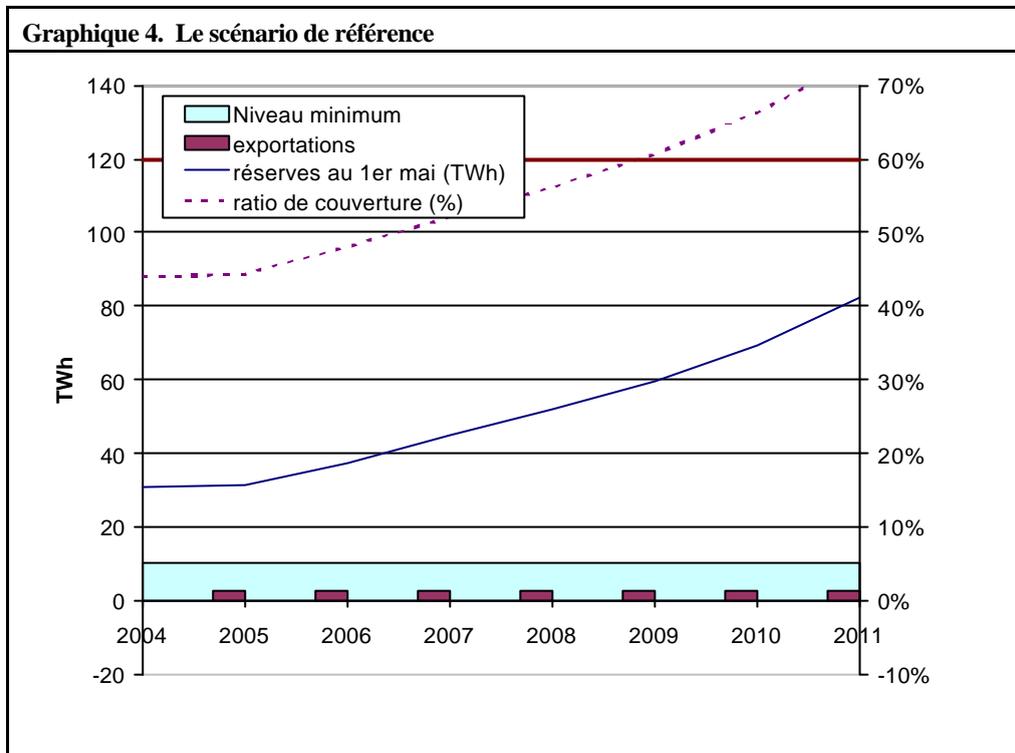
<sup>51</sup> Jusqu'en 1996, la publication annuelle *Historique financier et statistiques diverses* donnait un portrait assez complet de la production d'électricité et de l'évolution des stocks.

## **6.2 Le scénario de référence**

Nous avons pris comme scénario de référence celui décrit dans le Tableau 1.1 d'Hydro-Québec. Ce scénario de référence reflète les hypothèses suivantes :

- hydraulité à -5,1 TWh en 2004, et à zéro (égale à sa moyenne historique) pour toutes les autres années de la période prévisionnelle,
- ajout de nouvelles centrales hydroélectriques selon l'échéancier décrit dans le Tableau,
- maintien de l'approvisionnement des tarifs BT, LR et MR,
- aucun nouvel engagement pour répondre aux besoins à long terme d'HQ Distribution,
- aucun nouvel engagement pour répondre aux besoins à court terme d'HQ Distribution, autre les 2,0 TWh déjà engagés pour 2004,
- aucune exportation avant 2009, à part les engagements à long terme (contrats Vermont Joint Owners et Cornwall),
- aucuns achats sur le marché à court terme, et
- aucune nouvelle source de production thermique ou éolienne.

Ces données peuvent être présentées en forme graphique comme suit :



Ce graphique démontre que, selon ce scénario de référence, le ratio de couverture devrait s'améliorer graduellement pour atteindre le seuil visé de 60 % en 2009, et dépasser les 70 % en 2011. Cela est dû notamment aux mises en service des projets Touloustouc (2,7 TWh dès 2006), Eastmain-1 (2,7 TWh, dès 2007) et Péribonka (2,2 TWh dès 2009).

Pour ce qui est du niveau des stocks au 1<sup>er</sup> mai, ils s'améliorent également, selon le même rythme, d'un nadir de 30,6 TWh (18%) en 2004<sup>52</sup>. Cette amélioration est due au fait que, même aujourd'hui, l'offre à hydraulicité normale excède les besoins par environ 5 TWh. Ces résultats se résument comme suit :

<sup>52</sup> Ce chiffre est plus bas que celui du Tableau 1.1, parce que celui-ci tenait compte des ressources négatives (de -3,4 TWh) en 2004.

---

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Réserves au 1er mai	30,6	31,2	37,5	44,6	51,8	59,6	69,3	82,3
Réserves au 1er mai (%)	18%	18%	22%	26%	30%	35%	41%	48%
Ratio de couverture	44%	44%	48%	52%	56%	61%	66%	74%
Surplus théorique	4,9	6,3	8,7	7,5	7,8	9,7	13,0	12,9

### 6.3 Scénarios de faible hydraulicité

#### 6.3.1 Le scénario qui sous-tend le critère de gestion de -64 TWh

Ce portrait nous amène directement au constat qu'HQ Production fait face à un problème majeur dans l'avenir immédiat et non à l'horizon de 2008, quand le projet Suroît pourrait être mis en service. Selon les conditions actuelles et sans application de mesures exceptionnelles, une seule année de -39 TWh (dont la probabilité est estimée à 2 %) donnerait lieu à une cassure complète des stocks au 1<sup>er</sup> mai — sans parler du niveau minimum absolu de 10 TWh requis pour le fonctionnement des équipements.

Hydro-Québec peut cependant faire appel à certaines mesures dites « exceptionnelles » pour prévenir une telle catastrophe. En 1992, Hydro-Québec identifiait trois mesures totalisant environ 12 TWh annuellement, soit des achats, le fonctionnement en mode continu de la centrale Tracy, et le rachat des contrats biénergie CII<sup>53</sup>. En 1998, selon Hydro-Québec, la quantité des mesures exceptionnelles auxquelles elle avait recours avait doublé à 24 TWh<sup>54</sup>. En excluant la réduction des exportations, cependant — qui n'est pas véritablement une mesure exceptionnelle —, le total est de moins de 16 TWh, comme suit<sup>55</sup> :

---

<sup>53</sup> Hydro-Québec (1992), p. 18.

<sup>54</sup> Biggerstaff et al., p. 27.

<sup>55</sup> Biggerstaff, et al., p. 27.

---

Mesures (en ordre du coût)	Quantité disponible en 2000 (TWh)
Achats hors pointe	1,4
Tracy	3,9
Options d'achat <sup>56</sup>	5,6
Rachat des contrats	2,3
Achats en pointe	2,6
<b>Subtotal</b>	<b>15,8</b>
Réduction des exportations	8,2
<b>Total</b>	<b>24,0</b>

Aujourd'hui, selon les explications d'Hydro-Québec, ce total s'est réduit substantiellement et ce, pour plusieurs raisons<sup>57</sup> :

- ayant déjà éliminé les exportations à court terme, ce moyen n'est plus disponible. Par contre, HQ envisage l'approvisionnement temporaire dans le marché hors Québec d'une partie des contrats long terme avec le Vermont (2 TWh par année) et la ville de Cornwall (0,2 TWh par année) ;
- les conditions d'exploitation de la centrale Tracy récemment acceptées par Hydro-Québec ont l'effet de réduire sa production potentielle à 2 TWh par année<sup>58</sup> ;
- Le rachat de contrats CII a été remplacé par le « non renouvellement des ventes à HQD pour les tarifs BT, LR et MR »;
- la capacité d'achats sur les réseaux voisins a été augmentée à 10 TWh par année.

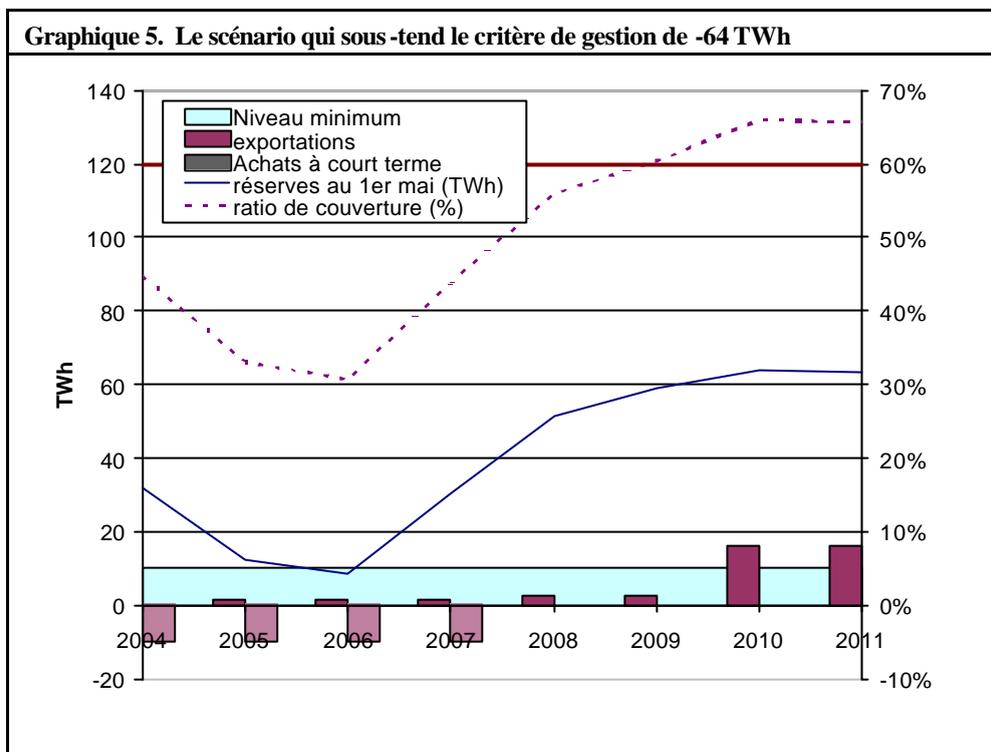
En appliquant l'ensemble de ces moyens à la situation actuelle et en utilisant en 2004-05 la « série critique » qui sous-tend le critère de fiabilité de -64 sur deux ans (-39 TWh dans la première année et -25 TWh dans la deuxième), on obtient l'évolution des stocks indiquée au prochain graphique.

---

<sup>56</sup> En anglais, « Purchase (call) options ». Aucune explication de ce moyen n'est disponible ; le document cité par Biggerstaff et al. (*Available Measures : 1999-2001*) n'a pas été rendu public.

<sup>57</sup> Hydro-Québec, Explication des différences entre le Document D (du 15 octobre 2003) et la pièce HQP-3, doc. 1, page 47, soumise le 16 avril 2004.

<sup>58</sup> Une note au Fiche 9.1 indique l'utilisation d'un mazout à plus faible teneur en soufre pour faire hausser cette limite.



Les hypothèses et résultats de scénario sont comme suit. Comme dans les autres scénarios, nous appliquons l'ensemble des mesures exceptionnelles, incluant les achats. Une fois que le ratio de couverture dépasse 60 %, les achats sont arrêtés ; une fois qu'il dépasse 65 %, des exportations sont permises<sup>59</sup>.

Notons, encore une fois, que l'ajout du projet Suroît en 2008 ne changerait aucunement le portrait dans la période critique, seulement s'ajoutant aux volumes déjà disponibles pour vente additionnelle à partir de 2008.

<sup>59</sup> Cet écart de 5 % vise à refléter la distinction entre les zones « Market surplus » et « Bank energy » du *rule curve* discuté à la page 16.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>HYPOTHÈSES</b>								
Réduction - ventes à HQD	2,1	2,1	2,1	2,1				
Réduction des exps. long terme	1,1	1,1	1,1	1,1				
Ventes additionnelles							13	13
Tracy	2	2	2	2				
Achats hors Québec	10	10	10	10				
Hydraulicité	-39	-25						
<b>RÉSULTATS</b>								
Réserves au 1er mai	31,8	12,3	8,4	30,3	51,3	59,1	63,7	63,2
Réserves au 1er mai (%)	19%	7%	5%	18%	30%	35%	37%	37%
Ratio de couverture	45%	33%	31%	44%	56%	60%	66%	66%
Surplus théorique	8,7	11,1	13,5	12,5	7,8	9,7	12,4	12,3

Ainsi, devant le scénario déterministe de faible hydraulicité qui est au cœur du critère de -64 TWh, on se trouverait au 1<sup>er</sup> mai 2006 avec des stocks de 8,4 TWh — légèrement en-deçà de la limite absolue requise pour le fonctionnement des équipements. Dans ce scénario, la presque totalité des mesures mentionnées par Hydro-Québec qui permettraient de répondre à un déficit sont déjà engagées<sup>60</sup>.

L'on voit cependant que, avec l'application de l'ensemble des mesures exceptionnelles et en supposant un niveau « normal » d'hydraulicité après les deux années critiques, le ratio de couverture de 60 % est atteint en 2009 et des ventes additionnelles d'environ 10 TWh par année deviennent possibles dans les années subséquentes.

Cette conclusion est cohérente avec celle qui se trouve à la Fiche 9.1 d'HQ Production, son analyse du critère de gestion pour le cycle 2004-05<sup>61</sup>. Il y a cependant un problème important avec cette approche : il présume que les mesures exceptionnelles seront appliquées dès le début de la période, avant que l'ampleur du déficit hydraulique ne soit connue. Autrement dit, le scénario décrit ci-dessus présuppose que, dès maintenant Hydro-Québec :

- alimente la moitié de ses contrats avec Vermont et Cornwall par le biais des achats hors Québec,

<sup>60</sup> Voir la note à HQP-3, doc. 1, p. 47.

<sup>61</sup> HQP-3, doc. 1, p. 47.

- fasse rouler Tracy à son niveau maximal maintenant disponible,
- indique immédiatement à HQ Distribution qu'elle devra trouver une autre source d'approvisionnement pour les tarifs BT, LR et MR, dès 2005, et
- commence à acheter l'énergie au maximum de ses interconnexions<sup>62</sup>.

De toute évidence, HQ Production n'a pas pris toutes ces actions. Pendant combien de temps encore peut-elle attendre ? Le fait d'attendre six mois avant de mettre en application l'ensemble des mesures exceptionnelles aurait pour effet de réduire les stocks au 1<sup>er</sup> mai 2006 à presque zéro. Ce résultat démontre que l'efficacité des moyens exceptionnels dépend directement de la promptitude de leur mise en place.

Pour cette raison, il est essentiel de suivre les apports et les besoins sur une base mensuelle. Rappelons à cet égard qu'en 1998, Biggerstaff et al. ont recommandé que la Régie mette en place un programme *mensuel* de suivi pour s'assurer que la sécurité des approvisionnements serait adéquate. Un tel suivi demeure nécessaire — c'est seulement en suivant l'évolution de la situation sur une base mensuelle qu'il serait possible de répondre à temps.

C'est dans ce sens qu'il est essentiel d'utiliser un *rule curve*, tel que décrit ci-dessus à la page 16. Or, même si le ratio de couverture est utilisé de façon semblable,<sup>63</sup> cet indicateur est de loin trop simpliste pour accomplir la tâche requise. D'une part, il n'a que deux zones, comparé aux quatre zones dans l'exemple fourni par Biggerstaff et al. D'autre part, le ratio de couverture n'est calculé qu'une fois par année, au 1<sup>er</sup> janvier. Il ne permet donc pas de constater, d'un mois à l'autre, si une situation où des moyens légers tels que mettre fin aux exportations de court terme sont suffisants devient une situation beaucoup plus dangereuse où toutes les mesures disponibles doivent être mises en application immédiatement.

---

<sup>62</sup> Des informations contradictoires ont été présentées à l'égard de la capacité d'importation. Selon Biggerstaff et al., il est limité à 1,6 TWh en pointe et 4,1 TWh hors pointe. Selon la Fiche 9.1 (HQP-3, doc. 1, p. 47) il est à 9 TWh par année. Selon HQ-3, doc. UC, il est à environ 4 TWh en pointe et 12 TWh hors pointe, pour un total de 16 TWh. HQ Distribution ajoute que, parce que ses besoins sont égaux en pointe et hors pointe pour les prochaines années, le potentiel réaliste d'achat est de 8 TWh. Du point de vue d'HQ Production cependant, ce dernier commentaire n'est pas pertinent. Il semble donc que la capacité réelle d'importation serait d'environ 16 TWh. Notons cependant que les prix des dernières tranches seraient très élevés.

<sup>63</sup> HQP-3, doc. RNCREQ, p. 25.

---

Il est difficile de croire qu'Hydro-Québec Production n'utilise pas un tel outil à l'interne, même si elle n'a pas cru bon d'en discuter dans le présent dossier. La question demeure cependant comment cet outil est calibré. Dans un document fourni aux experts mandatés par la Régie, Hydro-Québec a décrit son approche à la gestion de ses réserves dans les termes suivants :

Hydro-Québec gère ses réservoirs dans une approche commerciale tout en respectant le critère de fiabilité. C'est un arbitrage financier qui est du ressort de l'entreprise qui fait que l'on maximise le rendement de nos actifs<sup>64</sup>.

Il faut reconnaître que la maximisation du rendement des actifs est un objectif différent de celui de la maximisation de la fiabilité. L'évolution tracée dans les sections précédentes suggère fortement que la maximisation du rendement a souvent primé.

Ainsi, selon l'approche préconisée par Hydro-Québec, il faudra attendre 2009 avant que des réserves acceptables ne soient reconstituées, même en supposant une hydraulicité moyenne dans les années à venir qui excède de loin le niveau moyen des derniers vingt ans.

### 6.3.2 D'autres scénarios ayant une probabilité de 2 % ou plus

Comme nous l'avons vu auparavant à la page 9, les scénarios contre lesquels Hydro-Québec doit se prémunir ne se limitent pas aux séquences décrites dans la section précédente. Nos études Monte Carlo démontrent, par exemple, qu'avec un écart-type de 19,5, les séquences à deux ans ayant une probabilité d'entre 2 et 3 % contiennent des séquences comme {-10, -45} et même {1, -57}<sup>65</sup>. Les séquences à trois ans, toujours ayant une probabilité d'occurrence d'entre 2 et 3 %, incluent {-50, 20, -30}, {-48, -9, -11} et {-17, -46, 1}.

Il est assez évident qu'HQ Production ne pourrait répondre à aucune de ces séquences sans des délestages importants. Pour prendre un exemple, le tableau ci-dessous démontre les conséquences de la séquence {-17, -46, 1}, en appliquant l'ensemble des mesures exceptionnelles disponibles:

---

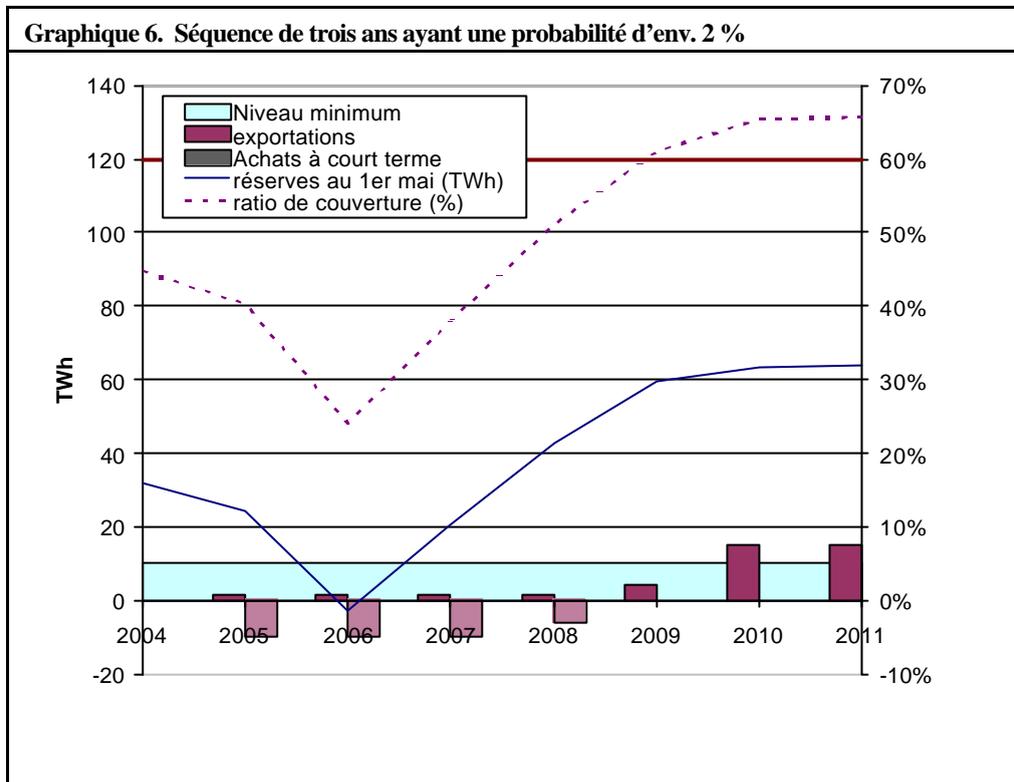
<sup>64</sup> Réponses d'Hydro-Québec aux questions des experts le 4 décembre 1998 dans le cadre des travaux administratifs de la Régie de l'énergie (décembre 1998), page 1.

<sup>65</sup> Rappelons à cet égard qu'Hydro-Québec a déjà vécu une année où l'hydraulicité affichait un écart de 60 TWh par rapport à la normale. C'était en 1969 ; heureusement, l'écart était positif.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>HYPOTHÈSES</b>								
Réduction - ventes à HQD	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1			
Réduction des exps. long terme	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1			
Ventes additionnelles						4	13	13
Tracy	2	2	2	2	0,2	0,2	0,2	0,2
Achats hors Québec	10	10	10	10				
Hydraulicité	-17	-48	1					
<b>RÉSULTATS</b>								
Réserves au 1er mai (TWh)	31,8	34,3	7,4	30,3	52,5	60,8	62,9	62,3
Réserves au 1er mai (%)	19%	20%	4%	18%	31%	36%	37%	36%
Ratio de couverture	45%	46%	30%	44%	57%	62%	65%	65%
Surplus théorique (TWh)	8,7	11,1	13,5	12,5	11,0	9,6	12,4	12,3

Notons premièrement que les réserves sous ce scénario tombent à 7,4 TWh au 1er mai 2006. D'autre part, remarquons que, advenant une hydraulicité normale à partir de 2006, Hydro-Québec serait néanmoins en position de recommencer ses ventes d'énergie excédentaire à partir de 2009 — toujours sans l'ajout du projet Suroît.

Toutefois, le résultat devient beaucoup plus problématique si l'ensemble des mesures exceptionnelles n'est pas appliqué dès 2004. Le graphique suivant décrit le même scénario hydraulique, mais sans des achats en 2004. Ainsi, les réserves seraient complètement épuisées au printemps 2006, avec des conséquences probablement catastrophiques. Cette exemple démontre l'importance d'être proactif dans l'application des mesures et l'urgence de reconstruire les réserves.



### 6.3.3 Scénarios basé sur une diminution de l'hydraulicité normale

Dans ses réponses à la Régie, HQ Production décrit les études entreprises en 1998 et 2001 pour valider l'utilisation de la moyenne historique des apports naturels (189,6 TWh, avec un écart-type de 20). Les études elles-mêmes n'ayant pas été rendues publiques, on ne peut pas en formuler des commentaires.

Néanmoins, étant donné que l'hydraulicité a été plus élevée que la normale pendant seulement trois des derniers 20 ans, la question se pose inévitablement si cette moyenne historique est toujours le meilleur indicateur des apports futurs. L'hydraulicité moyenne pendant les derniers 20 ans ayant été d'environ 9 TWh en dessous de la moyenne historique, il est important de connaître les conséquences si jamais cette moyenne se maintient pour la prochaine décennie.

Selon un rapport préparé pour la Commission mondiale sur les barrages :

The major implications of climate change for dams and reservoirs are firstly that the future can no longer be assumed to be like the past, and secondly that the future is uncertain.<sup>66</sup>

Le professeur Peter Robinson de l'Université de North Carolina en est venu à une conclusion semblable. Ses recherches :

strongly suggest that estimates of the reliability of a reservoir to provide power during dry periods under a changed climate cannot be made by simple extrapolation of current conditions.<sup>67</sup>

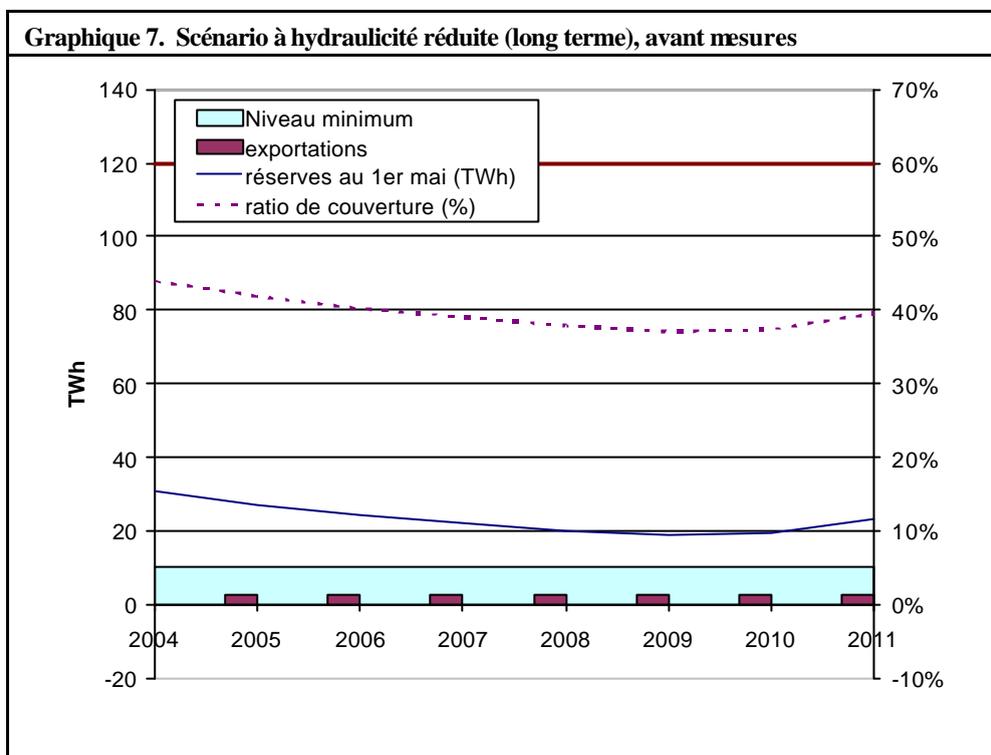
Dans ce contexte, il nous semble prudent d'examiner au moins un scénario basé sur l'hypothèse d'une réduction de l'hydraulicité normale par rapport à la moyenne historique. Le prochain graphique représente donc un scénario où l'hydraulicité jusqu'en 2011 sera égale à son niveau moyen depuis 1984, soit de 9,2 TWh moins que la moyenne historique.

Comme on le voit dans le prochain graphique, une telle réduction de l'hydraulicité fait disparaître l'effet du surplus théorique, qui dans les autres scénarios a permis au réseau de rebondir assez rapidement après une année très sèche.

---

<sup>66</sup> Nigel Arnell and Mike Hulme, *Dams and global change: implications of climate change for large dams and their management*, thematic review prepared for the World Commission on Dams, Nov. 15, 1999, p. 1.

<sup>67</sup> *Ibid.*, p. 991.



Néanmoins, l'application des mesures exceptionnelles permet d'y répondre. Comme le démontre le prochain tableau, après avoir appliqué l'ensemble des mesures exceptionnelles (réduction des ventes additionnelles à HQD, Tracy, réduction des exportations à long terme), incluant des achats pendant quelques années, le seuil visé de 60 % pour le ratio de couverture peut être atteint assez rapidement.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>HYPOTHÈSES</b>								
Réduction - ventes à HQD	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
Réduction des exps. long terme	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1		
Ventes additionnelles							4	4
Tracy	2	2	2	2	2	0,2	0,2	0,2
Achats hors Québec	10	10	2					
Hydraulicité	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2
<b>RÉSULTATS</b>								
Réserves au 1er mai	31,8	42,1	54,0	58,7	61,7	65,3	66,3	66,0
Réserves au 1er mai (%)	19%	25%	32%	34%	36%	38%	39%	39%
Ratio de couverture	45%	51%	58%	61%	62%	64%	65%	65%
Surplus théorique	8,7	11,1	13,5	12,5	12,8	12,9	12,9	12,8

Encore une fois, le problème est résolu avant que le Suroît soit mis en service.

#### **6.4 Vers une approche conservatrice de gestion**

Les scénarios étudiés dans les dernières sections suggèrent que l'approche de gestion appliquée dans les dernières années par HQ Production n'est pas adéquate pour se protéger contre l'ensemble des séquences de faible hydraulicité dont la probabilité excède les 2 %. Ce constat nous mène à recommander une approche de gestion plus conservatrice, pour permettre le rétablissement plus rapide et plus sûr des réserves énergétiques. Une telle approche devrait :

- maintenir la suspension de toute exportation additionnelle ;
- maintenir un niveau important d'achats. Selon ses réponses fournies à la Régie, Hydro-Québec a pu faire ce niveau d'achats à un prix moyen qui est compétitif, voire avantageux, par rapport à ces nouveaux approvisionnements, tel que l'indique le tableau suivant :

	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
<b>volume d'achats (TWh)</b>	4,9	3,3	5,7
<b>prix moyen (¢/kWh)</b>	5,8	3,7	4,5

Ainsi, il est fort probable que l'on puisse acheter 7 ou 8 TWh par année à des prix comparables aux autres nouvelles ressources. HQ Production a donc tout intérêt à maintenir ce niveau d'achats pour les prochaines années pour rétablir ses réserves. Ainsi, ce seront seulement les achats aux heures de prix élevé qui feront partie de mesures véritablement « exceptionnelles » ;

- explorer avec Vermont Joint Owners la possibilité de mettre fin au contrat. Étant donné tous les efforts déjà déployés par le Vermont pour se sortir de ce contrat ainsi que les surplus prévus dans le Nord-Est pour les prochaines années, il est fort possible qu'Hydro-Québec pourra négocier l'annulation de cet engagement ; et

- déclarer une année de pénurie d'ici le 1<sup>er</sup> novembre 2004 pour les fins de l'application du tarif BT, ce qui obligerait les consommateurs à utiliser leurs systèmes de chauffage d'appoint dans la mesure requise par Hydro-Québec<sup>68</sup>.

En suivant une telle approche, HQ Production pourra réduire la probabilité de délestage à des niveaux plus acceptables. Il est vrai qu'un programme soutenu d'achats affecte à la baisse les profits à court terme de l'entreprise. D'un autre point de vue, cependant, il s'agit simplement de racheter des réserves qui ont été vendues sur les marchés externes au cours des dernières années. D'une perspective pluriannuelle, les profits de l'entreprise seraient donc à peu près égaux à ce qu'elle aurait affiché si ses exportations avaient été réduites pendant les dernières années.

À ces mesures pourrait s'ajouter l'acquisition par HQ Production des ressources éoliennes. Avec toute la capacité de stockage qu'elle détient ainsi que son accès à des sites venteux sur le bord de ses réservoirs, HQ Production a un potentiel inégalé de développement de cette filière, qui est également caractérisé par des délais de construction relativement courts. Selon l'étude HéliMAX, le développement de cette filière à grande échelle prendrait quelques années, avec des mises en service commençant en 2008<sup>69</sup>. Il est fort possible cependant que, si HQ Production prenait l'initiative, il pourrait commencer à ajouter une certaine capacité de production éolienne d'ici 2006 ou 2007.

## 7 Conclusions

### 7.1 L'évolution des réserves énergétiques

Notre survol rapide de l'évolution des réserves d'HQ Production depuis 1992 démontre que les grands efforts déployés après la crise de 1990 pour éviter que l'histoire ne se répète ont été en grande mesure vains. Dans un premier temps, Hydro-Québec s'est dotée d'un critère probabiliste

---

<sup>68</sup> Pour utiliser cette option, Hydro-Québec devra obtenir une modification du libellé de l'art. 270 de son règlement tarifaire, parce que la définition du terme « période de pénurie » fait référence aux réserves hydrauliques du distributeur. En vertu de la séparation fonctionnelle, c'est le producteur et non le distributeur qui détient des réserves hydrauliques.

<sup>69</sup> HéliMAX, Étude sur l'évaluation du potentiel éolien, de son prix de revient et des retombées économiques pouvant en découler au Québec (2004), p. 12. Cette échéancier inclut un an pour la mise en place du cadre institutionnel et une autre année et demi pour le processus d'appel d'offres.

qui évaluait de façon continue sa probabilité de délestage, tenant compte tant de l'incertitude de l'offre (hydraulicité) que celle de la demande. Cependant, elle l'a aussitôt abandonné pour un critère déterministe (déficit de 64 TWh sur deux ans) qui, de surcroît, ne tient aucunement compte de l'incertitude de la demande.

La situation en 1998 ressemblait étrangement à celle de 1989. Depuis quelques années, la demande était plus forte que prévue et l'hydraulicité plus faible, mais les exportations se sont maintenues à un niveau élevé. La conséquence inévitable de cette confluence s'est donc reproduit : les réserves ont chuté à un niveau qui remettait en doute la capacité de l'entreprise à répondre à la demande devant un scénario de faible hydraulicité.

Heureusement, la nature a mis abruptement fin à cette situation en fournissant en 1999 un niveau d'hydraulicité (+27,2 TWh) pas vu depuis 1983. Fort de ce résultat, l'entreprise a maintenu le rythme antérieur de ses exportations. Ainsi, avec la faible hydraulicité de 2003 (-23 TWh), elle a vu une chute périlleuse des stocks.

Comme elle l'a fait remarqué à plusieurs reprises, cet effet a été magnifié par une croissance plus rapide que prévue de la demande. Il importe cependant de souligner que ni la faible hydraulicité ni la croissance de la demande n'ont excédé les scénarios d'encadrement de la société d'État. Loin de cela : l'hydraulicité n'était qu'à 58 % de la borne à 2 % pour une seule année (-39 TWh), et la demande était bien inférieure au scénario fort.

Pourquoi ces événements, qui sont défavorables mais pas du tout extrêmes, ont-ils mené à une situation « critique » ? La réponse se trouve tant au niveau du critère de gestion que du régime de surveillance en place. Nous avons déjà expliqué comment l'application du nouveau critère de gestion de -64 TWh sur deux ans, combiné avec l'« approche commerciale » utilisée par HQ Production pour maximiser le rendement de ses actifs, a mené l'entreprise à maintenir un niveau minimum des réserves. De plus, les informations soumises à la Régie ne sont pas suffisamment détaillées pour lui permettre de surveiller de façon adéquate l'état des réserves et donc la sécurité des approvisionnements en électricité.

Pour résumer, on constate que :

- Hydro-Québec continue d'utiliser un critère de gestion qui est de loin moins exigeant que celui qu'elle a adopté après la crise des années 1989-91;

- ce critère a été jugé insatisfaisant par les experts Biggerstaff et al., notamment parce qu'il ne tient aucunement compte des séquences défavorables qui durent plus que deux ans, et parce qu'il néglige de tenir compte de l'incertitude des prévisions de la demande ; et
- c'est précisément à cause d'une augmentation imprévue de la demande qu'une situation jugée acceptable en novembre 2003 devient une situation « critique » en mars 2004.

## **7.2 Les scénarios et le projet Suroît**

Notre modélisation des conséquences de plusieurs scénarios d'hydraulicité nous mènent aux constats suivants :

1. Les réserves actuelles ne sont pas suffisantes pour répondre à l'ensemble des scénarios dont la probabilité est 2 % ou plus ;
2. Étant donné le surplus théorique qui existe toujours, les réserves ont normalement tendance à rebondir assez rapidement, si les mesures exceptionnelles suffisantes sont mises en place ; et
3. Dans l'ensemble des scénarios étudiés, les mises en service des projets hydrauliques déjà en construction sont suffisants pour rétablir la sécurité des approvisionnements à partir d'environ 2008. Le plus grand danger est dans la période d'ici 2007.

Ces constats démontrent que le projet Suroît n'a pas un rôle important à jouer à l'égard du maintien de la sécurité des approvisionnements en électricité au Québec. Ce résultat ne devrait pas surprendre, étant donné la quantité importante de la nouvelle production hydraulique dont l'entrée en service est prévue vers la fin de cette décennie.

Le problème de la sécurité des approvisionnements est un problème immédiat. Étant donné que le projet Suroît ne peut être en service avant 2008, il ne peut aucunement contribuer à le résoudre. Ainsi, dans la totalité des scénarios examinés, l'ajout du Suroît au parc de production d'HQP ne fait qu'augmenter le surplus important dont elle disposera à partir d'environ 2009.

Rappelons que nous avons entrepris cette analyse strictement du point de vue d'HQ Production. Ainsi, nous n'avons pas cru bon d'intégrer les besoins additionnels du Distributeur dans notre analyse, étant donné que la *Loi sur la Régie de l'énergie* énonce clairement la procédure selon laquelle ces besoins additionnels doivent être comblés.

De la même façon, nous n'avons pas regardé des options reliées à l'efficacité énergétique ou à d'autres ressources du côté de la demande. À moins de pouvoir effacer l'ensemble de la croissance de la demande prévue pour les prochaines années et en plus réduire la demande en électricité patrimoniale à un niveau significativement moindre que 165 TWh, de tels programmes n'affecteraient pas sensiblement les engagements d'HQ Production.

Cela dit, il importe de souligner que l'ajout d'une ressource thermique comme le projet Suroît aiderait inévitablement un producteur comme Hydro-Québec à gérer son risque hydraulique. L'ajout d'une capacité importante de production éolienne aurait le même effet.

Étant donné l'ampleur du risque hydraulique auquel Hydro-Québec fait face, sa tentation de diversifier son parc d'équipement avec des centrales thermiques est compréhensible. Force est de constater, cependant, que le geste n'arrive pas au bon moment. En effet, si le Suroît était déjà en service dès 2004 ou 2005, il contribuerait à réduire la pression sur la fiabilité du réseau créée par tant d'années de faible hydraulicité et fortes exportations.

Dans le contexte actuel, son utilité est beaucoup moins claire. Les réserves d'eau étant ce qu'elles sont, Hydro-Québec doit procéder *maintenant* à des gestes importants pour les rétablir, et le Suroît viendrait trop tard pour y contribuer.

Cela soulève cependant un autre questionnement : Est-ce que le Suroît est requis comme police d'assurance, au cas où Hydro-Québec n'obtient pas les autorisations pour les projets hydro-électriques en développement ?

La question est intéressante, mais la réponse, encore une fois, est négative. Tous les projets de production hydraulique dont la mise en service est escomptée avant 2008 sont déjà en construction, dont les projets Toulmoustouc (2,7 TWh dès 2006) et Eastmain-1 (la même quantité, dès 2007). Le projet Péribonka (2,2 TWh dès 2009) vient également d'obtenir ses autorisations.

Le seul projet majeur qui est encore à un stade préliminaire d'étude est la dérivation Rupert et la centrale EM-1A, qui comptent ensemble pour 6 TWh à partir de 2010. Cette date est cependant trop éloignée pour justifier la construction d'un projet de rechange. Sans parler du surplus important prévu à cet horizon, la différence importante entre les délais de réalisation des projets thermiques et hydrauliques font en sorte qu'HQP peut attendre encore quelques années avant de s'engager à le remplacer avec une ressource thermique. Si, par exemple, lors des évaluations environnementales les instances compétentes décideraient de limiter les volumes d'eau qui peuvent être détournés de la

rivière Rupert pour éviter des dommages environnementaux, HQP aurait suffisamment de temps, pendant la période de construction, de s'ajuster en conséquence.

Alors, en fin de compte, le projet Suroît demeure ce qu'il était à l'origine — un *merchant plant* dont la production servira à augmenter l'inventaire d'HQ Production pour ses ventes sur le marché de gros. Ainsi, ayant répondu à l'argument qu'il serait nécessaire pour garantir la sécurité de ses approvisionnements en électricité, les veilles questions reviennent :

- Comment pourra-t-il concurrencer l'ensemble des nouvelles centrales de cette même nature dans le Nord-Est américain qui partagent la même structure de coûts mais n'ont pas à payer les mêmes tarifs de transport d'électricité ?
- Est-il prudent pour une société d'État de s'exposer aux risques importants de ce secteur hautement concurrentiel ?
- Dans la mesure où HQP entend soumettre l'énergie de cette centrale à HQD dans un appel d'offres futur, est-il en conformité avec l'esprit de la loi 116 — qui visait la participation du secteur privé dans la production de l'électricité en instaurant un processus d'acquisition compétitif pour les nouveaux besoins du Distributeur — qu'Hydro-Québec utilise son accès privilégié aux fonds publics et aux marchés financiers de cette façon ?
- Pourquoi le Québec devrait-il accepter cet ajout à son bilan de gaz à l'effet de serre, si l'énergie sera utilisée à l'étranger ? (Cette question ne se poserait pas, bien sûr, si le projet avait été proposé dans le cadre d'un appel d'offres d'HQ Distribution.)

Par ailleurs, une contradiction profonde ressort des débats entourant le projet Suroît. Il appert qu'une grande partie de notre société croît toujours qu'il est du rôle d'Hydro-Québec de construire des ressources de production suffisantes pour rencontrer les besoins futurs en énergie des Québécois, ce qui ne cadre pas avec le processus d'acquisition de ressources par le Distributeur énoncé par la Loi sur la Régie de l'énergie, tel qu'amendée par la loi 116.

Notre analyse démontre que le projet Suroît n'apporte pas de contribution importante à la résolution des problèmes sérieux qu'affronte actuellement HQ Production à l'égard de la sécurité des approvisionnements. Dans le cadre de la Loi en vigueur, il nous semble clair que, si HQ Production désire offrir l'énergie du projet Suroît au Distributeur pour répondre à ses besoins futurs, elle devrait le faire dans le cadre d'un appel d'offres autorisé par la Régie. À cet égard, elle n'a

aucunement le besoin de le construire auparavant, de la même façon que les autres soumissionnaires normalement attendent d'avoir leur proposition acceptée avant de procéder à la construction.

## ANNEXE A

### Notes détaillées sur les sources

Pour permettre une compréhension détaillée de notre modèle nous présentons ici quelques notes sur les sources des informations utilisées.

**Besoins au Québec.** Cette catégorie inclut toutes les catégories de ventes qui se trouvent dans la sections “Engagements totaux HQP Au Québec” et “Ventes à court terme engagées et prévues HQP à HQD” (2 TWh en 2004) du Tableau 1.1, ainsi que toutes les pertes afférentes. Le Tableau fait état des pertes uniquement pour l’électricité patrimoniale. Pour ses autres catégories, nous avons appliqué ce même taux de pertes ( $165 / 13,9 = 8,4 \%$ ).

**Besoins hors Québec.** Pour la période prévisionnelle, nous avons utilisé le chiffre de 2,4 TWh indiqué au Tableau, qui inclut les pertes. Pour distinguer entre la vente et les pertes applicables (nécessaire pour calculer les Ventes engagées, voir plus loin), nous appliquons un taux de pertes de 5,2 %, calculé à partir des données fournies dans le Rapport annuel 1995 d’Hydro-Québec. Nous appliquons ce même taux pour les ventes futures à court terme, s’il y a lieu.

Pour la période historique, la situation est plus compliquée. Dans les années 90, Hydro-Québec ventilait ses ventes externes entre ventes régulières (i.e. fermes et long terme) et ventes court terme (excédentaires, non ferme, court terme). En 1999, les catégories sont devenues les ventes à long terme et à court terme, sans égard à leur caractère ferme ou non. Il est également important de noter que, à partir de 1996, Hydro-Québec commençait à avoir une quantité significative de ventes de court terme aux États-Unis alimentée par des achats hors frontières, de sorte que ces ventes n’impliquaient aucunement le réseau québécois. Elles étaient comptabilisées comme ventes à court terme, sans les distinguer des véritables exportations. À partir de cette même année, les Rapports annuels n’indiquent plus la quantité de pertes pour les ventes externes.

Dans les informations fournies dans la présente cause, HQP indique les “Sorties nettes des réservoirs pour marchés hors Québec” depuis 1991<sup>70</sup>. Pour pouvoir estimer les pertes, cependant, il faut savoir la quantité réelle d’exportations (ventes externes qui sont alimentées par le réseau

---

<sup>70</sup> HQP-1, doc. 1, p. 17, Fiche 1.5.

québécois). Dans ses réponses à la Régie, Hydro-Québec a également indiqué les quantités précises d'exportations et d'achat, mais seulement pour les années 2001 à 2003<sup>71</sup>.

Étant donné cette multiplicité d'approches et d'informations disponibles, il est impossible de garantir que les données historiques retenues pour les fins de notre modèle sont précises.

**Besoins globaux.** Normalement, et selon les méthodes précisées dans les anciens documents d'Hydro-Québec, les besoins sont égaux aux ventes plus pertes, et les besoins globaux sont égaux aux besoins québécois plus besoins hors Québec. Dans les dernières années, les Rapports annuels d'Hydro-Québec ne présentent plus les besoins par catégorie, mais seulement les ventes. Ils présentent cependant les "besoins globaux" de chaque année, en précisant : "Les besoins globaux comprennent les kilowattheures livrés au Québec et aux réseaux voisins<sup>72</sup>". Toutefois, il nous a été impossible de réconcilier ces chiffres avec les autres composantes détaillées ci-dessus. Dans nos tableaux, nous avons utilisé les chiffres des Rapports annuels, qui comportent souvent un écart important par rapport aux valeurs calculées.

**Production McCormick et livraisons/réceptions selon entente.** Les engagements reflétés dans ces deux catégories datent de plusieurs années. Selon les informations fournies dans les Rapports annuels d'Hydro-Québec jusqu'en 1995, le montant d'énergie représentant la production de la centrale McCormick se trouvait tant du côté de la demande (besoins) que de celui de la production, n'ayant donc aucun impact sur le bilan net<sup>73</sup>. De la même façon, les "réceptions selon entente" contrabalançaient les "livraisons selon entente", quoique avec des écarts allant jusqu'à 0,7 TWh par année.

Dans le Tableau (qui commence en 2004), on trouve une ligne désignée : "Autres (livraisons selon entente, cons. des centrales)". Il semble donc que la contrepartie, les réceptions selon entente, ont été intégrées aux "Ressources actuelles HQP". À partir de 2004, nous avons donc exclu la production McCormick ainsi que les réceptions selon entente.

---

<sup>71</sup> HQP-3, RÉGIE, pages 73 à 75.

<sup>72</sup> Ex. Hydro-Québec, Rapport annuel 2002, p. 100.

<sup>73</sup> Quoique la quantité d'énergie variait un peu d'année en année, les montants dans les deux colonnes étaient toujours égaux.

**Achats à court terme.** Depuis 2001, nous avons utilisé les chiffres fournis dans les réponses à la Régie<sup>74</sup>. Pour la période antérieure, ce chiffre est calculé selon l'analyse décrite dans la section "Besoins hors Québec," ci-dessus.

**Productibilité du parc hydraulique existant à hydraulicité normale.** En 1995, cette productibilité a été évaluée à 185,2 TWh. À partir de 2004, nous avons utilisé la somme des lignes "Production Hydro-Québec (2003)" et "Achats à long terme" du Tableau.

**Hydraulicité par rapport à la moyenne.** Nous avons utilisé les données fournies dans le présent dossier<sup>75</sup>.

**Production hydraulique réelle.** Données publiées jusqu'en 1995. Après, nous avons soustrait "la production thermique et autres" des besoins globaux. Jusqu'en 2004, les achats à court terme ne sont pas ajoutés à la production, parce qu'ils sont déjà comptabilisés dans les ventes nettes hors Québec, qui fait partie des besoins. Après 2004, ces achats sont traités comme une ressource additionnelle.

**Surplus (déficit) hydraulique.** La différence entre la productibilité réelle (tenant compte des apports) et la production réelle. S'ajoute (se soustrait) aux stocks.

**Stocks énergétiques au 1er janvier.** Jusqu'en 2003, tel que fourni à la Fiche 1.5. Après, égal aux stocks de l'année précédente plus (mois) le surplus (déficit) hydraulique.

**Stocks au 1<sup>er</sup> mai.** Les stocks au 1<sup>er</sup> mai sont l'indicateur le plus important à l'égard de la sécurité des approvisionnements. Pour les années 1998 à 2003, Hydro-Québec a fourni des données<sup>76</sup>. Pour les années prévisionnelles, les stocks au 1<sup>er</sup> mai ont été estimés en constatant que, selon Biggerstaff et al., les apports hydrauliques en hiver sont très stables d'une année à l'autre<sup>77</sup>. Or, selon les données mensuelles qui se trouvent à l'annexe B dudit rapport, les apports entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 30 avril sont généralement d'environ 26,5 TWh. De la même source, on apprend que les besoins pendant cette période sont typiquement d'environ 37,5 % des besoins de l'année. Les stocks au 1<sup>er</sup> mai sont donc calculés en ajoutant 26,5 TWh aux stocks au 1<sup>er</sup> janvier et en réduisant le total par 37,5 % des besoins québécois prévus pour l'année.

---

<sup>74</sup> HQP-3, doc. Régie, pages 73 à 75.

<sup>75</sup> HQP-3, doc. 1, p. 49.

<sup>76</sup> HQ-3, doc. RNCREQ, p. 28.

<sup>77</sup> Biggerstaff et al., p. 16.