



*« Une expertise en énergie au service de l'avenir »*

# **L'attribution d'une quote-part à la filière de la petite production hydroélectrique**

## **Principes, méthodes et considérations**

Témoignage expert de  
Philip Raphals et Philippe Dunsky

pour le  
Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec

dans la cause R-3410-98 de la Régie de l'énergie

le 26 mars 1999

---

---

## TABLE DES MATIÈRES

---

---

<b>PARTIE I. CONSIDÉRATIONS RELATIVES À UNE QUOTE-PART</b> .....	<b>2</b>
1. ENJEUX PRÉALABLES À LA DÉTERMINATION D'UNE QUOTE-PART .....	3
1.1. <i>La place d'une quote-part dans la planification de ressources</i> .....	3
1.2. <i>Le traitement réglementaire</i> .....	7
2. VALEUR ET PRIX SOCIALEMENT ACCEPTABLE .....	10
2.1. <i>Distinguer entre besoins et objectifs de vente</i> .....	10
2.2. <i>Identifier les besoins</i> .....	12
2.3. <i>La valeur économique de l'énergie</i> .....	13
3. CONCLUSION .....	18
<b>PARTIE II. LA SÉLECTION DES PROJETS: UN PROCESSUS ORIENTÉ VERS LE DÉVELOPPEMENT DURABLE</b> .....	<b>20</b>
INTRODUCTION .....	21
1. ENJEUX ET OPTIONS DE BASE .....	22
1.1. <i>Approche relativement au prix</i> .....	22
1.2. <i>Approche relativement à l'environnement</i> .....	24
1.3. <i>Rôles respectifs de la Régie et du MRN</i> .....	29
1.4. <i>L'analyse des soumissions : le comité de sélection</i> .....	30
2. APERÇU DU PROCESSUS DE SÉLECTION .....	33
2.1. <i>La sélection des projets et l'octroi des contrats</i> .....	33
2.2. <i>En amont : la sélection des sites publics et l'octroi de baux</i> .....	34
2.3. <i>Vu d'ensemble du processus proposé</i> .....	35
3. CRITÈRES SPÉCIFIQUES .....	36
3.1. <i>Considérations générales</i> .....	36
3.2. <i>Critères environnementaux</i> .....	37
3.3. <i>Critères économiques</i> .....	40
4. OPÉRATIONNALISATION ET TAILLE .....	43
4.1. <i>Opérationnalisation de la grille</i> .....	43
4.2. <i>Taille de la quote-part</i> .....	46
<b>ANNEXE A. L'ÉNERGIE « VERTE » ET L'HYDROÉLECTRICITÉ</b> .....	<b>48</b>
<b>ANNEXE B. LE DÉBIT RÉSERVÉ</b> .....	<b>52</b>
<b>ANNEXE C. L'ANALYSE MULTICRITÈRE D'AIDE À LA DÉCISION (AMCAD)</b> .....	<b>57</b>

## AVANT-PROPOS

Le Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) a confié au Centre Hélios le mandat de préparer ce rapport dans le cadre de sa preuve relativement à l'audience sur les modalités de mise en oeuvre de la contribution de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro-Québec. Notamment, le RNCREQ nous a demandé de :

- ❑ étudier la façon dont une quote-part peut s'inscrire dans le cadre du plan de ressources d'un distributeur,
- ❑ tenter de déterminer, sur la base des informations existantes, la valeur de l'énergie pouvant être produite par la filière de la petite production privée d'hydroélectricité,
- ❑ déterminer, sur cette base, le prix socialement acceptable pour une telle filière ou, sinon, la façon dont un tel prix pourra être déterminé, et
- ❑ proposer un cadre procédural entourant une telle quote-part qui pourra, dans la mesure du possible, respecter à la fois les principes de base du développement durable et les compétences et la mission de la Régie de l'énergie.

Notre rapport est divisé en deux parties. Dans la **partie I** nous explorons d'abord quelques considérations relativement à la détermination d'une quote-part dans un contexte de planification intégrée de ressources. De plus, nous examinons certaines questions concernant la valeur de l'énergie ainsi produite, dans l'optique de déterminer un « prix socialement acceptable ». Nous concluons d'ailleurs qu'une telle détermination générique est impossible dans le présent contexte.

La **partie II** du rapport procède en élaborant une approche procédurale pouvant régir le processus d'attribution de contrats si, malgré les constats de la partie I, le gouvernement ou la Régie voulait néanmoins procéder à une telle quote-part. Plus particulièrement, nous précisons (1) les étapes procédurales, allant du choix des sites à l'octroi de contrats, (2) les compétences des acteurs, tant de la Régie que du gouvernement, ainsi que (3) la grille d'analyse et les critères, pondérations et échelles de valeurs pouvant être employés aux fins de la comparaison et le classement des projets. Nous incluons également un exemple d'application de ce processus de sélection. Ce processus donne donc des indications quant au prix socialement acceptable pour chaque projet, pris individuellement.

## **Partie I**

# **CONSIDÉRATIONS RELATIVES À UNE QUOTE-PART**

# 1. ENJEUX PRÉALABLES À LA DÉTERMINATION D'UNE QUOTE-PART

Avant de se pencher sur les détails d'une quote-part pour la petite production privée hydroélectrique (PPPH), une réflexion plutôt générale s'impose sur l'interaction entre cette quote-part et le plan de ressources dans lequel elle est censée être intégrée. La réflexion ci-après concerne, d'une part, les dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« la Loi »), notamment celles touchant le plan de ressources d'Hydro-Québec et ses achats d'électricité. D'autre part, elle fait état des changements survenus dans les dernières années dans la structure des marchés énergétiques, notamment l'ouverture au Québec du marché de gros de l'électricité.

## 1.1. La place d'une quote-part dans la planification de ressources

Dans les questions à débattre, la Régie précise qu'elle s'interroge sur la taille d'une quote-part qui pourrait être intégrée au **plan de ressources d'Hydro-Québec**, faisant ainsi référence à l'art. 72 de la Loi. Ainsi elle invoque implicitement la planification intégrée de ressources (PIR) :

« Le plan de ressources, soumis pour approbation à la Régie, sera défini par Hydro-Québec en utilisant la méthode de la PIR et, en particulier, en incluant les externalités environnementales, économiques et sociales<sup>1</sup>. »

Le plan de ressources intégré de ressources (PIR) fait l'objet d'une ample littérature, dont on ne peut faire état ici. Cette tâche a déjà été faite, du moins en partie, par le comité aviseur mis sur pied par la Régie<sup>2</sup>, qui concluait dans un rapport unanime :

« La planification intégrée des ressources a pour objectif de définir l'ensemble optimal de ressources permettant d'offrir les services énergétiques requis au plus bas coût social à long terme (le coût social reflétant les préoccupations sociales, environnementales et économiques). Pour ce faire, les entreprises réglementées (distributeurs de gaz naturel et Hydro-Québec) comparent les options en prenant en compte l'ensemble des vrais coûts. » (p. 11)

### 1.1.1. L'intégration d'une quote-part dans le processus de planification de ressources

La problématique des nouvelles ressources renouvelables est bien traitée dans la littérature sur la PIR<sup>3</sup>. Il en ressort que, même lorsqu'on essaye d'intégrer les

---

<sup>1</sup> Gouvernement du Québec, *L'énergie au service du Québec*, p. 42.

<sup>2</sup> Comité aviseur concernant le règlement prévu par l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie, Rapport final, 28 septembre 1998.

externalités des différentes filières dans le processus décisionnel, il se peut que les filières traditionnelles maintiennent leur position dominante, grâce à leurs grands avantages sur le plan économique et à l'incapacité de tenir adéquatement compte de l'ensemble des externalités évitées.

Cependant, lorsqu'il s'agit de filières nouvelles qui n'ont pas encore atteint soit une pleine maturité technologique, soit un degré de pénétration commerciale leur permettant de bénéficier d'économies d'échelle, il peut être dans l'intérêt public de mettre en application certaines mesures pour accélérer ce processus. Il existe plusieurs mesures de cette nature, dont la plus courante est la quote-part, ou « set-aside ».

Plus généralement, on peut décrire trois critères fondamentaux pour identifier les filières qui pourront bénéficier d'une telle quote-part :

- ♦ elles sont commercialement disponibles,
- ♦ leur rentabilité n'est pas encore assurée mais pourrait l'être à l'avenir, et
- ♦ elles sont clairement avantageuses sur le plan environnemental<sup>4</sup>.

Le B.C. Hydro Electricity Plan de 1995, un des exemples les plus pertinents de la PIR dans un contexte canadien, témoigne indirectement de cette problématique<sup>5</sup>. Ce Plan fait état des travaux d'un comité consultatif qui a passé en revue toutes les principales étapes de la PIR, dont :

- l'équilibre demande-offre
- l'identification des options, incluant celles :
  - du côté de l'offre (des projets)
  - du côté de la demande (efficacité énergétique)
  - du côté du transport d'électricité
- la détermination des caractéristiques techniques, financières, environnementales et sociales de chaque option
- le développement de multiples portefeuilles permettant de réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande,
- l'analyse des arbitrages (« trade-off analysis ») entre ces portefeuilles, et
- le développement de scénarios autour de ces portefeuilles.

Malgré l'utilisation d'un processus rigoureux d'arbitrages entre indicateurs de nature économiques, environnementaux et sociaux, le plan retenu ne contenait aucune

---

<sup>3</sup> Voir, entre autres, Dr. J. Hamrin et N. Rader, *Investing in the Future : A Regulator's Guide to Renewables* (1993), 323 pages.

<sup>4</sup> Philippe Dunsy, *L'énergie éolienne : Choix stratégiques pour une quote-part québécoise*, rapport d'expert dans le cadre du dossier R-3395-97 (mai 1998), p. 9.

<sup>5</sup> Ce plan a été préparé par B.C. Hydro alors qu'elle contestait la compétence de la British Columbia Utilities Commission de lui ordonner d'appliquer la PIR. La société d'État a eu gain de cause devant la Cour d'appel, mais le service public a néanmoins choisi de compléter et rendre public cet exercice de planification.

contribution des énergies nouvelles. La raison en est fort simple : les avantages environnementaux révélés par la méthodologie employée n'étaient pas suffisants pour justifier, dans le cadre méthodologique retenu, l'excédent de coût que ces filières auraient impliqué.

« Although the costs are likely to decline as the technologies develop, costs are nevertheless expected to remain high relative to other resources throughout the planning period. » (p. 5-19)

En Californie, un processus semblable de planification intégrée des ressources a également été suivi de l'attribution d'une quote-part pour les énergies nouvelles. Dans ce cas, la California Public Utilities Commission (CPUC), reconnaissant les limites de son modèle en ce qui a trait à l'intégration des externalités environnementales et sociales, a décidé d'attribuer un pourcentage fixe des besoins totaux aux énergies vertes, même si les résultats strictes du modèle ne le prévoyaient pas.<sup>6</sup>

Normalement, si une quote-part pour une ou des filières d'énergie nouvelle est intégrée au plan final, les décisions sur l'existence, la taille et les modalités de la quote-part auraient été prise en tenant compte des résultats et des contraintes méthodologiques du processus de PIR utilisé.

### **1.1.2. L'établissement d'une quote-part au préalable**

Il importe de noter que, dans la présente audience comme dans celle sur la filière éolienne (R-3395-97), il s'agit non pas d'une proposition d'intégrer une quote-part dans le cadre d'un exercice de PIR, mais plutôt d'en arrêter une **au préalable**, avant qu'un tel processus soit amorcé, et en réalité avant même que ses termes de référence soient définis.

Dans cette dernière audience, la Régie a précisé que :

« l'étude à laquelle son mandat l'invitait a été amputée de deux données majeures, celle du plan de ressources d'Hydro-Québec et celle de la connaissance de ses coûts de production futurs. » (p. ii)

L'absence d'un plan de ressources constitue également un empêchement majeur dans le présent dossier.

Il est difficile de déterminer, sur la base de la littérature, les conditions qui peuvent justifier une telle démarche, qui est par sa nature reliée à la mise en place d'un régime de PIR, en non pas de son application régulière. Toutefois, l'avis A-98-02, qui recommandait justement l'établissement d'une telle quote-part au préalable pour la filière éolienne, suggère que l'urgence (« *lost opportunities* ») serait un critère clé :

« La majorité des intervenants ont souligné que la mise en place d'une quote-part réservée à l'éolien est essentielle pour assurer l'avenir de cette industrie au Québec. ...

---

<sup>6</sup> Entretien téléphonique avec Ross Miller, Senior Electricity Specialist, California Energy Commission, le 11 mars 1999.

« La nécessité d'agir rapidement a été soulevée à maintes reprises ... »

Avant de décider en faveur d'une quote-part pour la PPPH, il faudra donc déterminer qu'il est non seulement approprié d'en établir une, mais qu'il est urgent de le faire avant que le processus de planification soit amorcé. Même l'AQPER reconnaît que le choix entre cette filière et les autres options devra normalement se faire dans le cadre de la planification intégrée des ressources.

Selon l'AQPER, il existe une urgence réliée au fait que la construction de presque tous les projets découlant de l'appel de propositions restreint de 1991 (l'APR-91) est terminée, le niveau d'activité actuel est réduit et « l'objectif de relance de l'industrie ne sera plus réalisable si ce temps mort se prolonge plus longtemps »<sup>7</sup>. Elle craint que, si l'on doit attendre la mise en application de la PIR, certaines des ressources humaines spécialisées dans la petite hydraulique à l'intérieur de différentes firmes pourraient être tentées de quitter le Québec.

Or, entre le moment parfait pour s'insérer dans le développement d'une nouvelle technologie en pleine croissance, ce qui fut le cas de l'éolien, et le maintien théorique de certains emplois spécifiques dans une filière mature, il existe une marge importante. Il revient évidemment à la Régie de juger de l'importance de ce risque et de le soupeser avec les autres préoccupations économiques, environnementales et sociales reliées à cette filière. Néanmoins, la barre devrait être placée haute pour ceux qui demandent un tel traitement exceptionnel. Nous doutons, en fait, que ces conditions essentielles existent actuellement en ce qui concerne la PPPH, entre autres pour les raisons traitées dans la prochaine section.

### **1.1.3. Les implications de l'ouverture du marché de gros**

Parmis les autres éléments pertinents à cette réflexion figurent les changements apportés à la structure de l'industrie de l'électricité dans les dernières années ainsi que ceux qui risquent de se produire dans un avenir prévisible.

Au contraire de la situation qui existait lors de APR-91, Hydro-Québec n'est plus l'unique acheteur d'électricité sur le marché de gros. L'ouverture de ce marché, quoique très limitée dans sa portée, fait en sorte que dorénavant tout producteur indépendant a accès à plusieurs marchés. Ainsi, avec la mise en vigueur du règl. 659 d'Hydro-Québec le 1<sup>er</sup> mai 1997, qui fixe les tarifs de transport sur le réseau d'Hydro-Québec, un tel producteur a le droit d'emprunter les lignes de transport d'Hydro-Québec pour vendre son énergie hors Québec. S'il obtient la permission du gouvernement, il peut la vendre également aux distributeurs municipaux ou privés au Québec<sup>8</sup>.

La simple existence d'un tarif de transport n'est pas suffisant, en soi, pour assurer que tout producteur a un accès équitable aux marchés, ou qu'il peut profiter d'un « *level playing field* » dans sa concurrence avec Hydro-Québec. La façon dont les tarifs sont

---

<sup>7</sup> AQPER, p. 12; voir aussi la page 16 et l'annexe F.

<sup>8</sup> Dans l'avis A-98-01, la Régie recommande au gouvernement d'enlever l'obligation d'obtenir cette permission au cas par cas (p. 59).



établis, les règles gérant des situations de congestion et celles qui gouvernent les escomptes que peut offrir Hydro-Québec à ses propres services commerciaux sont autant d'éléments qui détermineront jusqu'à quel point une véritable concurrence s'établit au Québec sur le marché de gros. Ces questions devront en principe être traitées lors des audiences sur le tarif de transport d'Hydro-Québec.

Même si l'ouverture actuelle du marché de gros au Québec demeure très limitée, il y a toute raison de croire que, au cours des prochaines années, cette ouverture ira en accroissant. Sur l'échelle des contrats à 20 ans, il existe à notre avis peu de chance que la structure existante demeurera inchangée.

Quoique la majorité des promoteurs de petites centrales hydrauliques semblent vouloir vendre la totalité de leur production à Hydro-Québec, et ce sur une base à long terme, d'autres songent à pénétrer d'autres marchés. Ainsi, Hydro Projet, un intervenant dans la présente audience, explique dans sa demande d'intervention que son énergie « est principalement destinée à des marchés autres qu'Hydro-Québec<sup>9</sup> ».

Cela démontre que, même si l'on détermine qu'il est dans l'intérêt public d'éviter toute période « creuse » dans l'aménagement de nouvelles petites centrales, il reste à démontrer que l'activité de cette industrie disparaîtra si Hydro-Québec n'est pas contrainte à faire l'acquisition de leur produit, et ce par le biais des contrats à long terme.

## 1.2. Le traitement réglementaire

Finalement, il serait pertinent de faire quelques observations sur le traitement réglementaire qui s'appliquerait à tout achat éventuel d'électricité auprès des PPHÉ.

Dans son avis A-98-02 concernant la filière éolienne, la Régie avait recommandé que tout surcoût relié à l'acquisition de cette énergie, par rapport aux coûts évités d'Hydro-Québec, soit assumé par le gouvernement, en tant que seul bénéficiaire des retombées économiques qui étaient, selon elle, la seule justification de la quote-part proposée<sup>10</sup>. Supposant pour le moment que cette même solution lui semble appropriée dans le cas de la PPPH, comment celle-ci pourrait-elle être mise en application ?

De prime abord, il semble qu'une fois les acquisitions approuvées par la Régie, leur coûts seraient nécessairement intégrés dans la base tarifaire. Rappelons que, selon l'art. 49, la Régie, lorsqu'elle fixe un tarif, doit :

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service du distributeur **incluant notamment les coûts d'approvisionnement** ; (nos caractères gras)

Qui plus est, selon l'art. 52,

---

<sup>9</sup> Lettre du 18 décembre 1998 de Claude Beaulieu, ing. à Me Véronique Dubois de la Régie de l'énergie, p. 1.

<sup>10</sup> Avis A-98-02, p. ii.

**52. Dans tout tarif de fourniture d'électricité** ou de gaz naturel, **les taux et autres conditions** applicables à un consommateur ou une catégorie de consommateurs **doivent refléter le coût réel d'acquisition ou toute autre condition d'approvisionnement consentie à un distributeur par des producteurs d'électricité** ou de gaz naturel ou leurs représentants en considération de la consommation de ce consommateur ou de cette catégorie de consommateurs. (nos caractères gras)

Dans son avis A-98-01, la Régie a expliqué que :

« ... tant qu'Hydro-Québec demeure une corporation unique, **l'application de l'article 52 se limitera à l'achat d'électricité par Hydro-Québec auprès d'autres producteurs.** » (nos caractères gras)

Il en ressort que, dans le cas où le gouvernement suivrait la recommandation de la Régie de mettre en vigueur l'art. 52 pour l'électricité, les coûts d'acquisition d'électricité de producteurs privés se retrouveraient inévitablement dans les tarifs de fourniture, c'est-à-dire les tarifs facturés à la clientèle assujettie au règlement tarifaire.

Comment alors faire en sorte que les consommateurs assujettis ne portent pas le fardeau d'un surcoût engagé par Hydro-Québec pour obtenir certaines retombées économiques, comme le veut l'Avis A-98-02 ?

Une solution serait d'ajuster à la baisse le rendement sur l'avoir propre accordé à Hydro-Québec pour transférer, pour ainsi dire, le surcoût à l'actionnaire. Toutefois, il serait peut-être difficile de justifier cette baisse, les contrats d'achat ne faisant pas partie de l'avoir propre n'ayant aucune relation avec les déterminants usuels du taux de rendement.

D'ailleurs, l'avis A-98-01 ouvre une autre piste, plus élégante. Pour « s'assurer de l'étanchéité des transactions commerciales, entre le producteur et la clientèle non assujettie au règlement tarifaire d'Hydro-Québec, afin d'isoler les consommateurs québécois des risques inhérents à ces transactions », la Régie suggère qu'Hydro-Québec établisse une division administrative distincte pour s'occuper des transactions en vertu des contrats spéciaux ainsi que pour les exportations.

Dans la mesure où ces recommandations seraient mises en application, l'objectif de s'assurer que tout surcoût par rapport aux coûts évités d'Hydro-Québec relié à l'acquisition d'électricité des producteurs privés ne soit pas supporté par les consommateurs assujettis mais plutôt par l'actionnaire d'Hydro-Québec pourrait être atteint en précisant que **cette acquisition devrait se faire par l'unité distincte déjà proposée pour desservir les contrats spéciaux et les exportations** (ci après « HQ-X »), et non par celle qui dessert les consommateurs assujettis (« HQ-D »)<sup>11</sup>.

Un tel arrangement serait d'autant plus approprié que de telles acquisitions se feraient dans un contexte énergétique ne révélant pas de besoins additionnels pour desservir la

---

<sup>11</sup> Il resterait à déterminer, dans une telle éventualité, si le plan de ressources d'Hydro-Québec inclurait les ressources fournissant des approvisionnements en énergie aux deux unités, ou seulement à celle desservant la clientèle assujettie.

clientèle assujettie, au-delà des ressources existantes, comme cela semble être le cas selon l'analyse présentée au prochain chapitre<sup>12</sup>.

Par cette approche, la décision de la Régie demeurerait cohérente par rapport aux conclusions déjà énoncées dans le cadre des deux avis précédents. Tout surcoût, au-delà des coûts évités, serait attribuable aux livres de HQ-X et donc à la charge de l'actionnaire. Cette condition d'achat pourrait faire partie des approbations émises par la Régie en vertu de l'art. 74.

---

<sup>12</sup> Il faut souligner cependant que l'évaluation définitive de tels besoins devrait normalement attendre le processus de planification de ressources.

## 2. VALEUR ET PRIX SOCIALEMENT ACCEPTABLE

L'idée de fixer une quote-part pour la PPPH soulève un certain nombre de préoccupations économiques, environnementales et sociales, qui influeraient sur divers aspects de la quote-part proposée, notamment le prix socialement acceptable.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'intégration de ces préoccupations est précisément un des objectifs principaux de la PIR. Il ne faut donc pas confondre l'exercice réalisé présentement, soit d'identifier quelques-unes des notions clés dont cette planification fera nécessairement état, avec l'exercice de planification lui-même. L'attribution d'une quote-part devant normalement suivre l'exercice de planification, il faut être vigilant de ne pas substituer les indices généraux qui suivent, aux analyses rigoureuses que commandent l'élaboration de la PIR .

Le prix socialement acceptable est essentiellement fonction de la valeur économique et des coûts environnementaux de l'énergie en question. Dans la mesure où Hydro-Québec requiert ce bloc d'énergie pour satisfaire à son obligation de desservir la clientèle assujettie, la question se pose par rapport aux coûts évités : quels sont les coûts, économiques et environnementaux qui seraient autrement engagés par Hydro-Québec qui sont évités par l'acquisition de ce bloc d'énergie? D'autre part, dans la mesure où l'énergie n'est pas requise à cette fin, sa valeur dépend plutôt du prix auquel elle serait revendue par Hydro-Québec. Dans les deux cas, il importe d'abord d'examiner les besoins énergétiques.

### 2.1. Distinguer entre besoins et objectifs de vente

Le *Plan stratégique 1998-2003* d'Hydro-Québec, qui sous-tend l'analyse économique de l'AQPER, prévoit une augmentation des ventes de 40 TWh d'ici 2007<sup>13</sup>. Cette augmentation prévue comprend deux volets distincts : celui de la demande québécoise, et celui des ventes sur les marchés externes.

Ces deux volets ont des caractéristiques très différentes. En ce qui concerne la demande québécoise, il s'agit des besoins qu'Hydro-Québec est tenue de desservir en vertu de l'art. 76 de la *Loi*. Cette demande a un patron (*load shape*) qui lui est particulière, qui reflète notamment la pointe hivernale de consommation. Hydro-Québec se doit donc de se pourvoir des approvisionnements adéquats pour combler cette demande, et ce en conformité avec les articles 5 et 72 de la *Loi*, donc selon le principe du moindre coût social. D'ailleurs, Hydro-Québec est *tenue* de le faire, même si le coût de ces nouveaux approvisionnements excède le coût moyen des installations existantes.

---

<sup>13</sup> Rappelons que, même si ce Plan a été approuvé par Hydro-Québec et son actionnaire, il n'a pas été validé par la Régie, ni quant aux objectifs de ventes ni quant aux moyens à retenir. Avant de le faire, la Régie devra s'assurer que les objectifs et moyens auxquels réfèrent ce plan sont cohérents avec les critères mentionnés dans l'art. 5 de la *Loi*, obligation qui ne relève ni d'Hydro-Québec, ni du gouvernement.

C'est dans le contexte de cette obligation de desservir la population, que la notion des *coûts évités* trouve tout son sens. Dans la mesure où Hydro-Québec serait autrement obligé d'acquiescer de nouvelles ressources<sup>14</sup> pour combler cette demande, il importe d'identifier les coûts qui seraient évités par un achat à long terme des producteurs privés d'hydroélectricité.

Les exportations, par contre, ont des caractéristiques très différentes. Il s'agit d'une activité de nature commerciale, sans obligation de desservir. Les quantités de ventes ainsi que leur patron sont entièrement à la discrétion de l'entreprise, sujet évidemment à l'intérêt des acheteurs et aux prix offerts. En tenant compte notamment de l'obligation d'Hydro-Québec de faire approuver ses ventes par la Régie (art. 73), il serait logique de conclure que ces ventes ne devraient avoir lieu que dans la mesure où elles sont dans l'intérêt public, au sens de l'art. 5<sup>15</sup>.

La notion de coûts évités est difficilement applicable aux exportations pour lesquelles aucun engagement n'a été pris. **Ces ventes étant facultatives, Hydro-Québec n'est pas obligée d'obtenir de nouvelles ressources pour les desservir, ce qui rend la notion de coûts évités non pertinente à leur égard.** Dans ce contexte, le coût d'acquisition des approvisionnements pour exportation ne doit tout simplement pas excéder le prix de vente, tenant compte des coûts de transport et de transaction.

Besoins au Québec ?	acheteur	déterminant de valeur
oui	HQ-D	coûts évités à long terme
non	HQ-X	valeur sur les marchés externes

À cet égard, il est utile de noter les commentaires de la Commission Doyon par rapport à la justification de l'APR-91. La Commission recommandait qu'Hydro-Québec :

« mette fin à sa politique l'autorisant à engager des équipements sur la base de contrats d'exportation signés, mais non confirmés ou non encore autorisés par les instances gouvernementales de l'acheteur ... » (rec. 17)

Un simple objectif d'exportation est encore plus fragile qu'un contrat signé mais non confirmé. La Commission identifiait des risques importants liés à l'acquisition irrévocable de ressources énergétiques (équipements ou contrats à long terme) pour desservir des exportations autres que ces contrats à long terme, signés, confirmés et autorisés. La pratique de signer des contrats à long terme pour réaliser un simple objectif d'exportation irait donc à l'encontre de cette recommandation clé de la Commission.

---

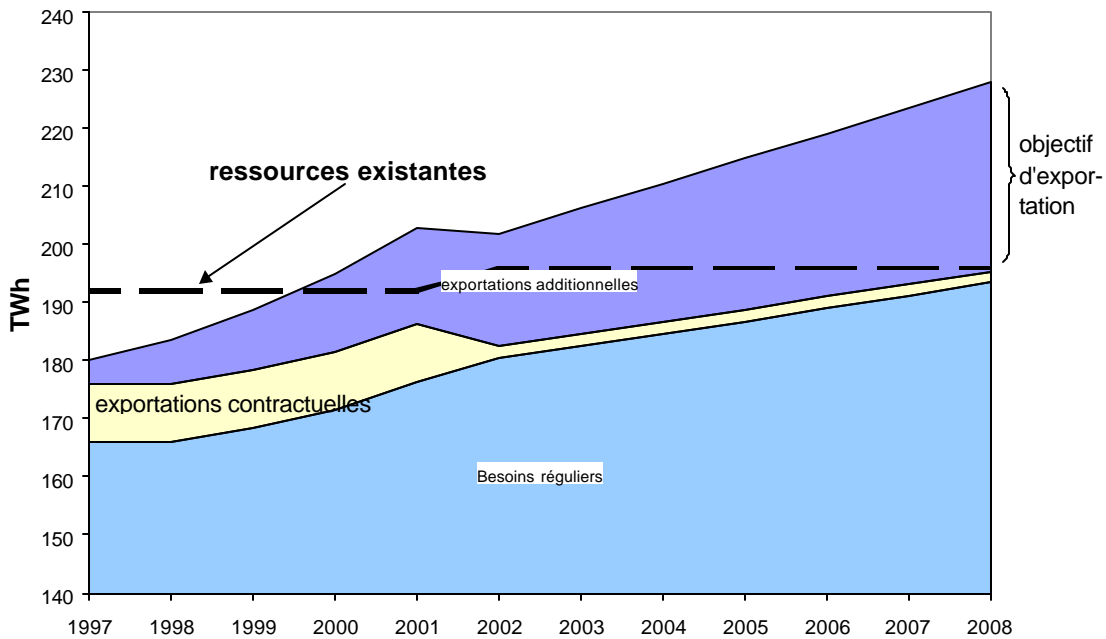
<sup>14</sup> Soit d'équipements de production, des contrats d'achat ou des mesures d'efficacité énergétique.

<sup>15</sup> Entre les deux catégories se trouve des contrats d'exportation à long terme. Dans la mesure où ces contrats sont déjà engagés, ils font partie des obligations d'Hydro-Québec, même s'il ne s'agit pas d'une obligation statutaire. Toutefois, l'importance de cette catégorie de ventes disparaît rapidement à cause des changements structurels dans les marchés américains. De fait, Hydro-Québec n'a que 2 TWh par année de ventes contractuelles au-delà de l'an 2000, et elle ne semble pas prévoir la signature d'autres contrats à long terme.

## 2.2. Identifier les besoins

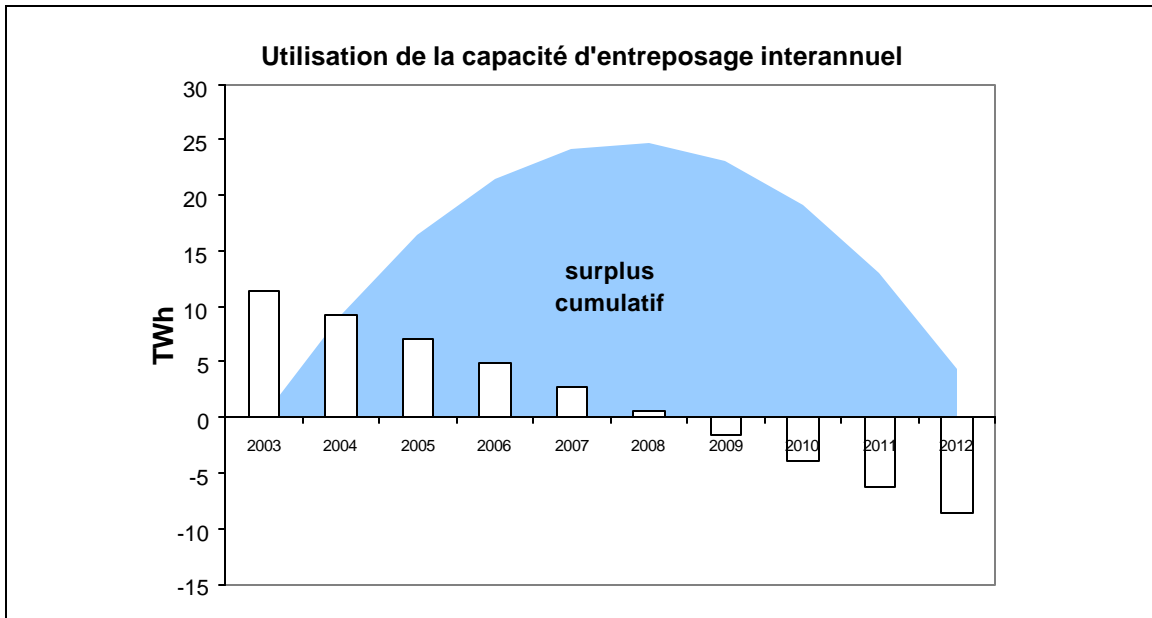
Les prévisions présentées dans le *Plan stratégique*, quoique d'un niveau de détail très limité et n'ayant fait l'objet d'aucune évaluation réglementaire, permettent néanmoins de distinguer les besoins prévus au Québec des objectifs de ventes sur les marchés externes, et ce jusqu'en 2008. Le prochain graphique indique que, selon les données du Plan stratégique, les ressources existantes sont suffisantes pour combler tous les besoins réguliers jusqu'en 2008<sup>16</sup>.

Évolution des besoins selon le Plan stratégique 1998-2003



Si l'on tient compte également de la capacité interannuelle d'entreposage des réservoirs d'Hydro-Québec, la date à laquelle des ressources additionnelles seraient requises pour desservir la demande québécoise devient encore plus relative. En présumant une capacité interannuelle d'entreposage d'environ 30 TWh, les excédents des quatre dernières années de la période de surplus pourraient être accumulés dans les réservoirs, permettant de combler la demande québécoise jusqu'en 2012 sans faire appel à de nouvelles ressources énergétiques, comme le démontre le graphique suivant.

<sup>16</sup> Basé sur des données du *Plan stratégique*, pp. 15 et 30. Ce constat est fait sous l'hypothèse d'une hydraullicité « moyenne » pour toute la période de planification. De plus, il fait abstraction du niveau actuel des réservoirs, qui reflète non seulement la faible hydraullicité des dernières années, mais également un niveau d'exportation qui excédait de loin les véritables surplus hydrauliques.



On peut donc conclure que, selon ces hypothèses, toute énergie achetée jusqu'à l'an 2012 environ ne serait pas normalement requise pour satisfaire aux besoins de la clientèle assujettie au Québec<sup>17</sup>.

## 2.3. La valeur économique de l'énergie

### 2.3.1. Énergie destinée à la revente

Pour la période 1999-2012, la valeur pour Hydro-Québec d'un achat à long terme serait plutôt reliée aux prix sur les marchés externes auxquels l'énergie serait revendue.

À cet égard, notons que la Commission Doyon a reconnu explicitement le lien entre les ventes d'énergie excédentaire en période de surplus et les contrats d'achat à long terme de l'APR-91. Celle-ci a conclu que se sont les revenus moyens des exportations à court terme qui devront être utilisés pour évaluer la rentabilité de l'APR-91.

« La Commission considère, à la lumière de la preuve qu'elle a entendue, qu'il est possible de tisser un lien entre la production privée et les ventes excédentaires à l'exportation. En effet, la production privée a été prise en charge sur le réseau d'Hydro-Québec pendant que celle-ci exportait de l'électricité sur le marché excédentaire à court terme.

Bien sûr, à cause du réseau intégré d'Hydro-Québec, il est impossible d'identifier 1 kW vendu à l'exportation comme étant 1 kW originant d'une petite centrale privée. Cependant, la Commission croit qu'un tel lien direct n'est pas essentiel pour conclure que la totalité de la production privée faisait partie des ventes à

<sup>17</sup> Notons qu'en utilisant les données du Plan stratégique, cette analyse intègre la demande reliée aux contrats spéciaux à la demande de la clientèle assujettie (HQ-D). Selon l'Avis A-98-01, cette demande devrait être plutôt à la charge de HQ-X.

court terme à l'exportation. Force est de conclure que, sans l'apport additionnel de la production privée, ces ventes auraient été de moindre ampleur. » (p. 251)

Le prix moyen de vente qu'Hydro-Québec a obtenu pour ses exportations à court terme en 1997 était de 3,34 ¢ du kWh<sup>18</sup>. Ces revenus doivent également couvrir le prix facturé par TransÉnergie pour le transport de cette énergie selon son tarif point-à-point, tel que requis par le règl. 659. Selon une analyse publiée en 1998 par le Centre Hélios, ce tarif pourrait varier autour de 1,5 ¢ du kWh, selon la période de réservation de la capacité de transport et son facteur d'utilisation<sup>19</sup>.

Cependant, ce coût pourrait être plus ou moins fictif, selon la structure corporative retenue. Qui plus est, l'examen du site OASIS de TransÉnergie révèle que cette dernière offre d'escomptes allant jusqu'à 97% (0,50 \$ le MWh au lieu de 16,67 \$) sur les tarifs de transport entre le Québec et les États-Unis à certaines heures, ne bénéficierait qu'à Hydro-Québec. La Régie n'a pas encore statué sur l'acceptabilité de cette pratique.

Pour toutes ces raisons, il serait imprudent de fixer une valeur précise pour l'énergie achetée pour fin de revente. Il semble cependant que cette valeur devrait être sensiblement moindre que 3 cents canadiens du kilowattheure.

Il ne faut pas confondre cette valeur avec les coûts évités d'Hydro-Québec pour d'autres fins, par exemple pour l'évaluation des programmes d'efficacité énergétique. Comme nous le verrons plus tard, les petites centrales au fil de l'eau n'apportent pratiquement aucune contribution en période de pointe. Une mesure comme l'isolation des bâtiments, qui évite la consommation aux heures de pointe ainsi que les pertes de transport et de distribution en plus des externalités environnementales et sociales, aura donc une valeur nécessairement plus élevée, même dans une période de surplus énergétique. Il faudra probablement attendre le plan de ressources pour évaluer rigoureusement la valeur de l'énergie ainsi économisée.

### **2.3.2. Pertes reliées aux achats à long terme**

La Commission Doyon a souligné que lorsque le prix de vente est moindre que le prix d'achat, il s'agit non pas d'un manque à gagner, mais d'une perte :

« Si l'on compare le coût de la production privée avec le produit des ventes sur le marché excédentaire à l'exportation, il ne faut pas conclure, comme le MRN, qu'il s'agit d'un manque à gagner : il s'agit plutôt d'une perte reflétée aux états financiers d'Hydro-Québec et non pas 'un manque à gagner qui, lui, ne se comptabilise pas. » (p. 252)

La Commission a conclu qu'au cours de la période 1993 à 1995, ces pertes s'élevaient à 44,6 millions \$. En tenant compte des frais généraux, des coûts de transport et d'autres coûts connexes, la Commission arrivait à une perte totale de 74 millions \$ pour ces trois années (p. 253).

---

<sup>18</sup> Selon des données présentées au Rapport annuel d'Hydro-Québec de 1997, p. 68.

<sup>19</sup> P. Raphals et P. Dunsky, *Les Chiffres derrière le Plan : Analyse des éléments quantitatifs du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec* (Centre Hélios, 1998), p. 25.



Notons cependant qu'il s'agit des toutes premières années de la mise en application de l'APR-91, avec l'achat en 1995 d'encore moins d'un térawattheure. La Commission a choisi de ne pas tirer des conclusions à cet égard au-delà de la période couverte par son mandat. Cependant, suivant cette même logique, le calcul des pertes s'applique à la totalité des achats sous ce programme, jusqu'au moment où les surplus s'estompent.

La puissance souscrite totale de contrats avec des producteurs privés hydroélectriques en vertu de l'APR-91 est de 198,8 MW<sup>20</sup>. Supposant un facteur d'utilisation moyen de 60 %, cela implique l'achat par Hydro-Québec d'un peu plus d'un térawattheure d'énergie chaque année, à un prix indexé par au moins 3 % par année. Pour le restant de la période jusqu'à 2012, cela implique une perte moyenne d'environ 25 millions \$ par année, en supposant une croissance de 3% par année des prix d'exportation et sans tenir compte du tarif de transport.

### ***2.3.3. Énergie requise pour la clientèle assujettie***

Dans le premier chapitre, nous avons suggéré que tout contrat relié à une quote-part pour la PPPH devrait être engagé sous la responsabilité de l'unité vouée aux exportations (« HQ-X »), surtout dans la mesure où l'énergie ne serait pas requise pour desservir les besoins de la clientèle assujettie (« HQ-D »). Dans la mesure où, comme le suggère notre analyse, HQ-D se trouvera vers 2012 dans une situation de besoins additionnels, cette unité pourra négocier l'achat des contrats PPPH alors en vigueur de l'unité HQ-X, en fonction du plan de ressources alors en vigueur. Dans un tel cas, le prix de transfert pour ces contrats serait déterminé par la Régie, possiblement en fonction des coûts évités à long terme de HQ-D.

Dans cette optique, les coûts évités à long terme d'Hydro-Québec deviendraient pertinents pour établir la valeur de l'énergie acquise après 2012.

Lors des audiences sur les tarifs de fourniture, la Régie a rejeté l'affirmation d'Hydro-Québec à l'effet que son coût évité était de **2,8 ¢ du kWh**. À l'autre extrême, l'AQPER dans son mémoire, offre trois scénarios de ces coûts évités, pour une valeur variant **entre 4,0 et 5,3 ¢ du kWh**, basés sur le projet Grande-Baleine, sur le projet Churchill et sur les coûts d'une centrale à gaz naturel à cycle combiné.

La détermination des coûts évités à long terme ne peut se faire que dans le contexte d'un processus de planification, tenant compte notamment des ressources énergétiques du côté de l'offre (équipements de production) et de celui de la demande (efficacité énergétique) à prévoir, et tenant compte des externalités de chacune.

Il n'est aucunement possible d'établir les véritables coûts évités d'Hydro-Québec pour la période 2012-2023<sup>21</sup> avec les données présentement disponibles. Cependant, dans la mesure où la Régie entend amorcer une réflexion à ce sujet, il importe de traiter de l'analyse réalisée à cet égard par l'AQPER, à l'égard de laquelle se sont glissées d'importantes erreurs méthodologiques.

---

<sup>20</sup> Mémoire de l'AQPER, Annexe A, p. 7.

<sup>21</sup> En supposant des contrats d'achat de 20 ans commençant en moyenne en 2003.

### 2.3.3.1. *Les scénarios retenus*

En se limitant aux trois scénarios mentionnés ci-dessus, l'analyse de l'AQPER néglige de tenir compte d'autres ressources à faible coût auxquelles Hydro-Québec peut faire appel, dont notamment l'efficacité énergétique. Des scénarios d'efficacité énergétique élaborés par Hydro-Québec en 1994 indique un potentiel pouvant atteindre 19,8 TWh en 2013 en gains **d'efficacité énergétique à un coût total de 3,12 ¢ du kWh (\$ 1994)**<sup>22</sup>. Étant donné que ces gains évitent des coûts de transport et de distribution en plus des coûts de production, ils représentent un coût évité pour l'énergie seule qui est encore plus bas.

Une multitude d'autres options sont également négligées dans la comparaison que fait l'AQPER.

### 2.3.3.2. *Traitement des externalités*

L'AQPER a cru bon d'intégrer une valeur monétaire pour les externalités pour seulement une des options qu'elle considère, soit la production par cycle combiné au gaz naturel. Cependant, sur le plan méthodologique, il serait difficile de défendre le choix d'internaliser les externalités pour une filière sans le faire pour toutes les autres. À cet égard, mentionnons l'étude de l'Université Pace, qui traite les externalités environnementales de toutes les filières, jusqu'aux nouvelles filières renouvelables et à l'efficacité énergétique. Tandis que ce livre ne fait état que d'une seule étude quantifiée des externalités de l'hydroélectricité, les chiffres y indiqués — entre 1,09 et 1,23 cents par kWh — sont même plus élevés que ceux du même livre cité par l'AQPER pour les centrales à cycle combiné (7 cents)<sup>23</sup>.

En ce qui concerne les petites centrales hydroélectriques, l'étude Pace s'exprime ainsi :

« Although small and large hydropower projects are similar in their environmental impacts, it is possible that the impacts of small hydro may be smaller or larger than for large hydro. Large hydro usually entails greater amounts of land inundation, but new small hydro facilities may cause effects which may be more severe in cases where many small hydropower projects are stacked along a river or its tributaries. ... Although this initial research [the *Hamma Hamma River Study*] provides some information on the environmental costs of low-head hydropower, much more research is required to obtain a more complete picture of the total environmental cost of small-head hydro.<sup>24</sup> »

---

<sup>22</sup> Hydro-Québec, Service Planification stratégique commerciale, *Prévisions des économies et des coûts des interventions – Options proposés – 1994 à 2013* (24 octobre 1994), analysé dans P. Dunsky et P. Raphals, *Rapport thématique no. 2 : L'efficacité énergétique* (Centre Hélios, 1997), préparé pour la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale du Québec dans le cadre de son Mandat de surveillance d'Hydro-Québec, à la page 23.

<sup>23</sup> Richard Ottinger, D. Wooley et al., *Environmental Costs of Electricity* (New York : Oceana Publications, 1991), p. 412.

<sup>24</sup> *Ibid.*, p. 419-420.

Notons cependant que les impacts attribuables à des centrales au fil de l'eau seraient probablement moindres que ceux d'une grande centrale à débit régularisé.

#### 2.3.3.3. *Coûts de transport*

En comparant le prix moyen d'acquisition de la production privée avec les coûts évités élaborés sur la base des grandes centrales, l'AQPER répète une erreur déjà identifiée par la Commission Doyon.

« Lors de l'élaboration de tarifs du volet A [de l'APR-91], les coûts évités furent calculés selon le principe que l'électricité produite par les producteurs privés était livrée jusqu'à la *boucle de Montréal* et donc qu'Hydro-Québec évitait de payer les coûts de transport afférents.

La preuve a démontré cependant que la situation n'était pas si simple. En effet, les projets de production privée n'étaient pas tous situés dans l'agglomération urbaine de Montréal. Au contraire, ils étaient répartis dans toutes les régions du Québec. Dans certains cas, une partie de la production devait donc être transportée vers Montréal ou d'autres centres de charge. Ainsi, pour que la tarification représente véritablement les coûts évités, il aurait fallu que le producteur, et non Hydro-Québec, assume ces coûts de transport. ...

En conséquence, Hydro-Québec payait le producteur privé pour un produit livré, mais assumait elle-même les frais de transport. La société d'État payait donc les coûts de transport à deux reprises. » (p. 225)

La question du traitement équitable des coûts de transport dépasse les limites du présent rapport. Cependant, on peut affirmer que, même si les petites centrales ne requièrent pas la construction de lignes à haute tension, leurs coûts de transport ne sont pas nuls. Normalement, ils devraient tenir compte d'une juste part des coûts futurs d'expansion de réseau, s'il y a lieu, des coûts fixes du réseau existant ainsi que les coûts variables (notamment les pertes sur le réseau de l'énergie transportée).

#### 2.3.3.4. *Contribution à la pointe*

L'AQPER semble proposer que les achats des petites centrales soient faits selon un tarif unique, en cents par kWh. Si cette option est retenue, une très grande prudence s'impose pour s'assurer que le tarif n'inclut pas une prime pour la contribution de puissance à la pointe qui n'est pas réellement fournie.

Rappelons que la puissance d'une grande centrale est normalement disponible à la pointe à près de 100 %, même si son facteur d'utilisation n'est que de 60%. Le prime de puissance dans un tarif calculé sur la base des coûts d'une grande centrale présume donc ce même niveau de disponibilité à la pointe.

Même si le facteur d'utilisation en hiver d'une petite centrale au fil de l'eau était de 45%, sa disponibilité à la pointe est beaucoup moins élevée. Le graphique 2 démontre un ruissellement typique d'une petite rivière au Québec, pour trois années distinctes. Notons que l'étiage à la fin de l'hiver est encore plus prononcé que celui de l'été, et ce

pour chacune des trois années. Considérant que l'efficacité des turbines diminue sensiblement lorsque le débit est faible, on peut conclure que la production d'une petite centrale au fil de l'eau pendant les journées froides de janvier et février risque d'être presque nulle.

**Error! Not a valid link.**

Étant donné que la production de la centrale pendant les périodes de haute valeur est très faible, la valeur moyenne de sa production est beaucoup moindre que les coûts évités « génériques ». Cela soulève donc toute la problématique de la régularisation — plus une centrale est régularisée, plus sa valeur énergétique est élevée, comme le sont également ses impacts environnementaux. Faire les arbitrages entre ces facteurs dépasse largement le présent exercice. Pour l'instant on ne peut que constater que les avantages environnementaux des centrales au fil de l'eau sont accompagnés par des pertes de valeur énergétique.

### **3. CONCLUSION**

Comme nous venons de la voir, il est inhabituel de *prévoir* l'intégration d'une quote-part au sein d'un plan de ressources avant même d'avoir réalisé le processus de planification nécessaire à cette fin. De plus, la filière de la petite production privée d'hydroélectricité ne semble même pas rencontrer les exigences de base pour une quote-part. Enfin, les producteurs ont déjà accès à d'autres marchés, grâce au transit libre d'électricité. Quoique imparfait, cet accès au transit crée une occasion qui n'existait pas au moment de l'APR-91, minant encore plus la justification pour une nouvelle quote-part aujourd'hui.

Cela dit, il est possible que la Régie ou le gouvernement veuillent néanmoins procéder à l'attribution d'une quote-part. À cet égard, il est pertinent de vouloir estimer le prix socialement acceptable. Or, en l'absence d'un processus rigoureux de planification, il est impossible de déterminer avec le moindre rigueur la valeur de l'énergie qui sera produite sous la quote-part. Quels sont les besoins ? Quelle sera la valeur à l'exportation ? Le coût du transport utilisé ? Les coûts économiques et environnementaux évités des filières de rechange, incluant l'efficacité énergétique ? Toute estimation à ce stade-ci est, de façon générale, sans fondement.

Enfin, la sensibilité des impacts environnementaux aux sites et aux projets spécifiques rendent encore plus illusoire la détermination à ce stade-ci d'une valeur générique quelconque, et donc d'un prix socialement acceptable. Toutefois, l'utilisation d'un processus de sélection qui intègre des attributs environnementaux de chaque projet sur un pied d'égalité avec ses coûts économiques pourrait donner des indications quant au prix socialement acceptable, sur la base de chaque projet pris individuellement.

## **Partie II**

# **LA SÉLECTION DES PROJETS: UN PROCESSUS ORIENTÉ VERS LE DÉVELOPPEMENT DURABLE**

## **INTRODUCTION**

Dans la mesure où une décision est prise de procéder avec une quote-part pour la filière de la petite production privée d'hydroélectricité (PPPH), il devient alors essentiel de réfléchir à un processus orienté le plus possible vers le développement durable. Dans les pages qui suivent, nous allons discuter des options et enjeux relativement à un tel processus.

### **Les choix essentiels**

- ❑ D'abord, nous décrivons la nécessité d'utiliser le jeu de la concurrence, au bénéfice des coûts non seulement économiques mais aussi environnementaux, dans la détermination des projets gagnants.
- ❑ Nous rappelons également l'importance pour le processus de reconnaître et respecter les compétences spécifiques tant du gouvernement que de la Régie : le gouvernement doit choisir les sites publics et octroyer les baux aux promoteurs, alors que la sélection des projets qui feront l'objet de contrats avec Hydro-Québec, ainsi que les modalités de ces contrats, relève clairement de la compétence de la Régie.
- ❑ Enfin, nous précisons pourquoi il sera pertinent qu'un comité restreint de personnes provenant de milieux différents, nommés par la Régie, soit chargé de l'analyse et du classement des projets proposés.

### **Le processus privilégié**

- ❑ Tenant compte des notions de base du développement durable, nous proposons un processus spécifique encadrant l'ensemble de ces étapes et compétences. Ce processus vise à minimiser l'ensemble des coûts économiques et environnementaux (et, dans une certaine mesure, sociaux) des projets sélectionnés et, de plus, à assurer une cohérence dans les messages envoyés aux producteurs tant par la Régie que par le gouvernement.

### **La grille et les critères d'analyse**

- ❑ Dans ces sections, nous développons, à titre d'exemples, des critères d'analyse tant environnementaux qu'économiques à intégrer au processus de sélection.
- ❑ Pour chacun des critères, nous élaborons également des exemples d'échelles de valeurs pouvant servir à mesurer l'impact des projets sur lesdits critères.
- ❑ Enfin, nous discutons des critères d'exclusion pouvant également s'appliquer au processus.

### **Opérationnalisation du processus et taille de la quote-part**

- ❑ Enfin, nous présentons une analyse fictive de quinze projets hypothétiques, sur la base des grilles, critères, échelles et pondérations précédemment mentionnés.
- ❑ Nous discutons aussi du processus d'achat de l'électricité et la méthode pour déterminer la taille de la quote-part.

# 1. ENJEUX ET OPTIONS DE BASE

## 1.1. Approche relativement au prix

Il y a essentiellement deux façons de déterminer le prix que se verront attribués les gagnants d'appels d'offres, soit (1) un prix fixe (souvent établi sur la base du coût évité), ou (2) un prix égal à la soumission du promoteur (avec ou sans plafond).

Ces deux approches ont chacune leurs avantages et désavantages, et le choix de la meilleure d'entre elles dépend entièrement des objectifs poursuivis. Dans le cadre d'un concours visant le développement de ressources énergétiques, le choix se fait souvent selon que l'objectif premier soit (1) le prix ou (2) le développement d'une industrie / filière naissante. En effet, le prix fixe est souvent utilisé lorsque le but de l'exercice est de stimuler le développement d'une nouvelle industrie ou filière, ce qui est le cas dans plusieurs pays d'Europe où des prix fixes sont offerts principalement aux producteurs d'énergie éolienne<sup>25</sup>.

	Objectif premier	
	minimiser les coûts	stimuler le développement d'une industrie naissante
<b>Approche privilégiée</b>		
« prix fixe » →		✓
« prix égal à la soumission » →	✓	

Malgré les situations spécifiques qui peuvent justifier l'utilisation d'un prix fixe, il est important de rappeler le désavantage de cette approche. En somme, l'établissement d'un prix fixe est presque une garantie que certains promoteurs bénéficieront de primes de rendement non seulement injustifiées mais entièrement arbitraires, puisque basées sur aucune estimée raisonnable des coûts de leurs projets. Par ailleurs, le cas de projets hydroélectriques rend l'arbitraire encore plus important, puisque les économies dont pourraient profiter les promoteurs, relativement au prix offert, viennent en très grande partie des caractéristiques hydrologiques du site, plutôt que de gains d'efficacité liés au mode de gestion du projet par le promoteur.

De fait, l'approche du prix fixe assure essentiellement un résultat *égal* à ce que l'on peut nommer le « prix maximum acceptable », ce qui revient à priver les consommateurs des bénéfices potentiels du jeu de la concurrence.

---

<sup>25</sup> En Europe, on dénomme cette approche « feed-in law » (selon la Loi allemande *Stromeinspeisungsgesetz*). Il existe présentement un débat important en Europe opposant tenors de « feed-in laws » et ceux qui mettent l'accent davantage sur les prix compétitifs.

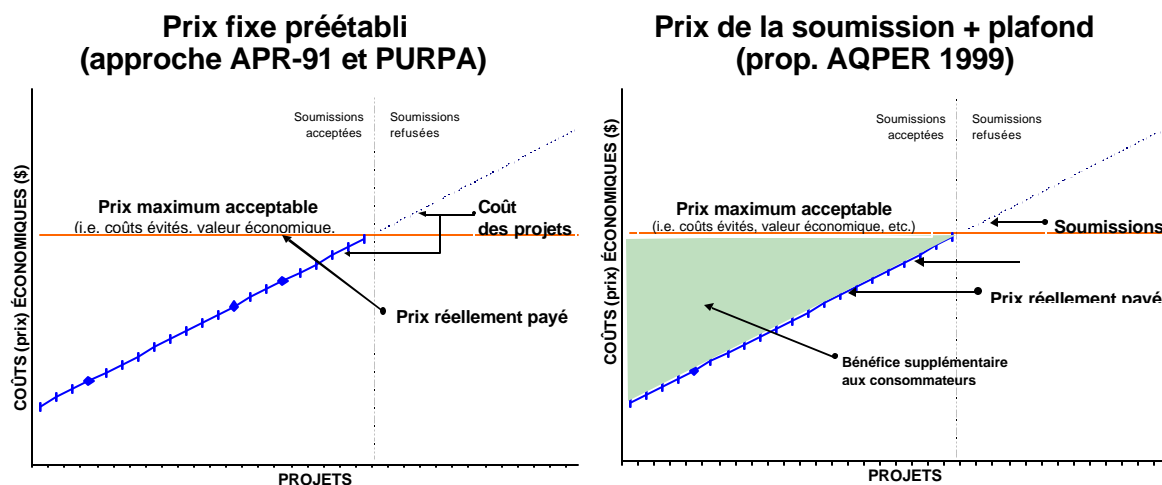


**prix fixe préétabli** → assure un résultat *égal* au « **prix maximum acceptable** » pour les consommateurs.

**prix de la soumission** → permet aux consommateurs de bénéficier de prix *inférieurs* au prix maximum acceptable, voire égaux au « **prix minimum réalisable** ». Les consommateurs bénéficient entièrement du jeu de la concurrence.

L'expérience des vingt dernières années en Amérique du Nord confirme qu'il est généralement préférable de permettre aux consommateurs de tirer le maximum de bénéfices possible du jeu de la concurrence, plutôt que de limiter leur bénéfice à un seuil minimalement acceptable. Aux États-Unis, la loi fédérale PURPA<sup>26</sup> de 1978 a établi un prix fixe, visant ainsi à promouvoir le développement de ressources énergétiques alternatives (suivant l'embargo de 1973 et l'escalade des prix) plutôt que le maintien de prix minimaux. Malgré son succès quant à l'objectif visé, la PURPA continue d'être vu comme étant une des sources de tarifs inutilement élevés, et plusieurs projets de loi fédéraux visent présentement à abolir ou à modifier significativement la loi originale<sup>27</sup>.

Au Québec, l'APR-91 fut basé sur l'approche PURPA, accordant ainsi aux producteurs privés un prix fixe (dérivé des coûts évités d'Hydro-Québec), alors que les consommateurs auraient pu bénéficier de prix moins élevés pour les mêmes projets et technologies. Une des principales recommandations du rapport de la Commission Doyon visait précisément à remplacer cette approche de détermination des prix par l'approche « prix de soumission ».<sup>28</sup>



<sup>26</sup> Public Utilities Regulatory Policies Act of 1978.

<sup>27</sup> Malgré la perception souvent négative de la PURPA, c'est, en fait, largement grâce à cette loi que le nombre de joueurs et de technologies présents sur le marché permettent aujourd'hui de songer à la mise sur pied de marchés réellement concurrentiels aux É-U. Par ailleurs, les coûts échoués auxquels font face aujourd'hui plusieurs États sont, pour l'essentiel, dus aux centrales nucléaires, et très peu aux contrats d'achat résultant de la PURPA.

<sup>28</sup> Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés, *Rapport*, mars 1997, p.599.

Comme nous l'avons précisé antérieurement, on se doit d'éviter de trop généraliser les avantages et désavantages de ces deux approches. En effet, dans certains cas et pour certaines technologies, il peut s'avérer plutôt intéressant d'opter pour un prix fixe afin de stimuler le développement d'une industrie ou de nouvelles technologies. Néanmoins, dans le cas présent des petits producteurs d'hydroélectricité, la préférence pour une approche *prix de soumission* semble peu controversée, constituant même la position des producteurs en question<sup>29</sup>. En effet, une éventuelle quote-part pour cette filière ne viserait à stimuler ni une nouvelle industrie, ni de nouvelles technologies, mais plutôt à maintenir en vie temporairement une industrie et des emplois spécifiques (voir AQPER, pp. 11 et 12). Pour cette raison, il paraît évident que **l'approche du prix de la soumission est souhaitable, représentant la meilleure façon de permettre à la concurrence de jouer pleinement son rôle au bénéfice des consommateurs ... et de l'environnement.**

## 1.2. Approche relativement à l'environnement

### 1.2.1. Approche de l'AQPER

Dans son mémoire du 10 mars dernier, l'AQPER propose, pour ce qui est de la considération économique (prix), de retenir l'approche du prix de la soumission, vu les bénéfices accrus, pour les consommateurs, tel que nous venons de le confirmer. Toutefois, la même proposition prévoit que les considérations environnementales, quant à elles, soient traitées principalement par le biais de normes minimales (AQPER, 21). Ainsi, les promoteurs seraient amenés à respecter un seuil d'« impacts maximum acceptables », sans plus. Le dépassement des normes minimales, par le biais du jeu de la concurrence, s'appliquerait alors uniquement au prix.<sup>30</sup>

Cette approche est illogique. On semble avoir retenu les leçons quant à l'importance de faire bénéficier la société de la concurrence *pour ce qui est des prix*, mais on néglige, du même coup, d'appliquer ces mêmes leçons *pour ce qui est de l'environnement*. Le tableau qui suit présente l'équivalence environnementale des options de traitement de l'élément prix. **Les approches proposées par l'AQPER sont dans les blocs foncés.**

---

<sup>29</sup> Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER), *Mémoire*, dans le cadre de l'audience publique sur les modalités de mise en oeuvre de la contribution de la petite production hydraulique d'électricité, dossier R-3410-98, mars 1998, p. 14. **Ci-après, toute référence à l'« AQPER », sans plus de précisions, réfèrera à ce mémoire.**

<sup>30</sup> En fait, l'AQPER propose d'accorder aucun poids à l'environnement pour les projets sur sites publics, et 15% à cette considération pour les projets sur sites privés ou semi-privés. L'environnement, vallent alors si peu selon ce modèle, sera alors à toutes fins pratiques exclue comme critère de sélection. Par ailleurs, à travers les six paragraphes que l'AQPER présente pour résumer le concept général de sa proposition, la notion d'environnement est totalement absente, le processus devant être « basé sur un appel d'offres portant principalement sur le prix de vente ... » (AQPER, p.14).

<i>Approche :</i>	<b>PRIX DE LA SOUMISSION</b>	<b>PRIX FIXE</b>
<b>appliqué au prix</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> définir un prix maximum acceptable (« prix plafond »)</li> <li><input type="checkbox"/> créer une concurrence pour obtenir prix moindres</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> définir un prix minimalement acceptable (« prix fixe »)</li> <li><input type="checkbox"/> promoteurs reçoivent même prix indépendamment du coût de leur projet</li> <li><input type="checkbox"/> = promoteur ne baissera pas son prix même s'il le pouvait</li> </ul>
<b>équivalent si appliqué à l'environnement</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> définir des normes minimalement acceptables (« critères d'exclusion »)</li> <li><input type="checkbox"/> créer une concurrence pour obtenir impacts moindres</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> définir des normes minimalement acceptables (« critères env. »)</li> <li><input type="checkbox"/> promoteurs reçoivent même prix indépendamment des impacts de leur projet</li> <li><input type="checkbox"/> = promoteur ne diminuera pas les impacts même s'il le pouvait</li> </ul>

L'importance d'un processus pouvant maximiser les bénéfices (minimiser les impacts) environnementaux est d'autant plus important qu'il est question ici d'une filière dont les caractéristiques et impacts potentiels varient énormément d'un projet à l'autre, peut-être plus que pour n'importe quelle autre filière électrique.

En effet, les impacts environnementaux de petits projets hydroélectriques peuvent varier substantiellement selon :

- le choix du site (*caractéristiques hydrogéomorphologiques, présence d'autres installations, présence d'espèces vulnérables ou menacées, etc.*), et
- la conception du projet (*débit réservé, longueur du tronçon affecté, régularisation des eaux, etc.[P.U.D.1]*).

Le modèle de sélection proposé par l'AQPER créerait des incitatifs importants pour que le choix du site et la conception du projet minimisent le plus possible les coûts unitaires, tout en respectant des normes environnementales *minimales*. Mais puisque les impacts environnementaux de ces projets dépendent souvent d'un arbitrage avec le coût, **le promoteur serait en même temps incité à limiter la protection de l'environnement au strict minimum requis pour satisfaire aux normes**. À notre avis, cela ne peut que créer à nouveau un conflit entre l'environnement et l'intérêt privé du promoteur, ce qui est contraire à la logique du développement durable.

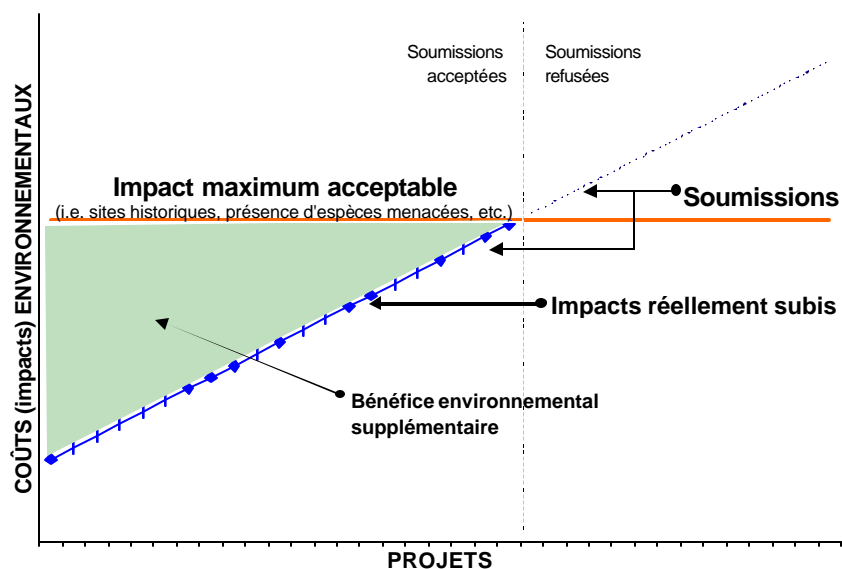
### **1.2.2. L'approche que nous préconisons**

Au contraire, le processus qu'adoptera la Régie doit viser à **concilier les intérêts privés et publics** en assurant que le promoteur soit récompensé autant pour les qualités environnementales qu'économiques de son projet.

Devant de telles conditions, il devient inapproprié de réduire l'importance des considérations environnementales, au sein du processus décisionnel, aux seules normes minimalement acceptables. Un processus de sélection des projets doit plutôt

mettre les projets en concurrence les uns à l'égard des autres tant sur la base du prix que de leurs impacts environnementaux. De plus, des normes minimales (prix plafond, normes environnementales, capacité financière et garanties, etc.) peuvent être utilisées pour disqualifier certaines propositions inacceptables.

### Approche préconisée pour l'impact environnemental : concurrence + normes minimales



C'est ainsi que les considérations tant économiques qu'environnementales seront traitées sur un pied d'égalité, dans le cadre d'une formule « **concurrence avec plafond** ». Le prix et les impacts environnementaux seront alors tous deux mis dans la balance afin de déterminer, par le biais d'un concours pouvant comparer les soumissions selon des critères préétablis, les projets offrant à la société le dosage optimal d'avantages économiques et environnementaux dans une optique du développement durable.

#### 1.2.3. Avantages économiques de notre approche

Du point de vu du développement durable, il ne fait aucun doute que les incitatifs visant la protection de l'environnement doivent être au moins aussi importants que ceux visant la minimisation des coûts. Dans la présente instance, la concurrence sur le prix constitue cet incitatif relativement aux coûts, et il devient impératif que soit offert un incitatif équivalent pour l'enjeu environnemental : moins l'impact environnemental d'un projet est grand, plus les chances sont grandes pour son promoteur de gagner le concours et ainsi obtenir le contrat.

Par ailleurs, une approche rigoureuse en matière environnementale, comme nous le préconisons, offre d'autres avantages, d'ordre économique cette fois.

### 1.2.3.1. *Rappel du contexte*

Nous décrivons à l'Annexe A l'évolution récente du traitement de l'hydroélectricité relativement à la certification de l'énergie « verte ». Alors qu'on a souvent, par le passé, fait une distinction réductrice entre petits et grands projets (utilisant souvent un seuil arbitraire, p. ex. 30 MW), la distinction entre projets hydroélectriques écologiquement acceptables ou non devient aujourd'hui beaucoup plus sophistiquée. Cette tendance vers une certification basée sur des critères complexes et mesurables, plutôt que sur la base d'une taille arbitraire, est considéré notamment :

- Aux États-Unis, où une collaboration inédite entre l'organisme American Rivers et l'entreprise énergétique Green Mountain Energy Resources a donné naissance à la « Low Impact Hydropower Institute » (LIHI), un organisme de certification des projets hydroélectriques voulant être considérés comme étant « verts ». Délaissant explicitement l'approche passée basée sur la taille des projets (seuil : 30 MW), la dernière ébauche propose plus de 25 critères d'analyse touchant principalement (1) le débit d'eau réservé, (2) la qualité de l'eau, (3) la protection et la libre circulation des poissons, (4) l'impact sur le bassin versant, (5) la protection des espèces menacées et vulnérables, (6) la protection des biens et ressources culturelles et (7) l'usage alternatif des cours d'eau.<sup>31</sup>
- Au Canada, où le gouvernement fédéral opère depuis dix ans un processus de certification de produits verts (« Éco-Logo »), l'organisme responsable du processus s'apprête à remplacer l'approche passée basée sur la taille des projets (seuil : 20 MW) par un processus rigoureux de certification basé sur l'impact réel ou appréhendé. La dernière ébauche mentionne spécifiquement l'approche américaine en développement (ci-haut), précisant qu'il sera nécessaire, dans la prochaine ébauche, de « canadianiser » les critères spécifiques développés par la LIHI.<sup>32</sup>
- Au niveau international, où la Banque mondiale et l'Union mondiale pour la conservation de la nature se sont joints en formant la Commission mondiale des barrages, avec comme objectif d'étudier les avantages et désavantages des grands barrages et d'établir des critères et directives pour les projets futurs.<sup>33</sup> Quoique ce processus se limite aux grands projets hydroélectriques, il est permis de croire que ses résultats seront en partie applicables et appliqués aux petits projets, surtout en vu de la certification des projets dans le cadre de l'éventuel programme de crédits échangeables d'énergie « propre » prévu par l'accord de Kyoto.

L'avènement des processus de certification basés sur l'impact des projets et non sur leur taille, arrive au même moment que la libéralisation des marchés et l'établissement

---

<sup>31</sup> Low Impact Hydropower Institute, *Low Impact Hydropower Certification Program (draft)*. Disponible à <http://www.amrivers.org/certprogram.html>. 10 mars 1999.

<sup>32</sup> TerraChoice Environmental Services Inc., *Background Materials – Technical Briefing Note : Low-Impact Electricity Generation (Green Power) & ECP Draft Guideline*, for Government of Canada, Environmental Choice Program. Février 1999, pp.28-39 et 146.

<sup>33</sup> World Commission on Dams, *The Mandate of the WCD*, disponible à <http://www.dams.org/>.

de mécanismes de contrôle des émissions de gaz à effet de serre. La conjoncture de ces différentes forces offrira une occasion unique pour les producteurs privés d'hydroélectricité : des primes, en guise de prix supérieurs aux prix du marché, seront disponibles aux promoteurs ayant des projets certifiés « verts ». Toutefois, l'obtention de ce certificat dépendra des attributs écologiques spécifiques des projets et d'un processus rigoureux de considération de ceux-ci.

#### 1.2.3.2. *Avantage : préparer l'industrie québécoise aux nouveaux marchés*

Dans l'optique où l'industrie québécoise de la PPPH cherche à se lancer dans les marchés externes, l'application dès à présent, dans la quote-part québécoise, de critères écologiques rigoureux pourra constituer un tremplin fort important pour leur position concurrentielle future. Négliger ces nouvelles exigences dans l'élaboration du processus québécois équivaudra à perdre une opportunité importante de préparer adéquatement l'industrie québécoise dans un monde concurrentiel en quête, de plus en plus, de projets énergétiques verts, et prêt, de plus en plus, à payer la prime nécessaire à cet effet.

#### 1.2.3.3. *Avantage : valeur ajoutée pour Hydro-Québec*

Nous l'avons déjà décrit dans la partie I du présent rapport : Hydro-Québec n'aura vraisemblablement pas besoin de l'énergie d'une éventuelle quote-part pour la PPPH avant au moins une décennie<sup>34</sup>. Ainsi, la valeur de cette électricité, du moins à court terme, est généralement limitée aux revenus que la société d'État pourra obtenir sur le marché de l'exportation.

Or, c'est ce même marché qui offre, de plus en plus, des primes importantes pour de l'énergie « verte ». Que ce soit par le biais d'une loi créant un marché de crédits d'énergie verte<sup>35</sup>, ou par la prime que sont prêts à payer de nombreux consommateurs pour cette énergie, la valeur pour Hydro-Québec de projets hydroélectriques certifiés « verts » pourra lui procurer un avantage — voire une prime de revenus — très intéressant par opposition à celui qu'elle tirera d'une énergie provenant de projets de PPPH incapables d'obtenir la certification requise. À titre indicatif, l'énergie verte se vend présentement, aux États-Unis, à des primes *au détail* variant autour de 5 à 30 %.

---

<sup>34</sup> Nous référons ici seulement à l'énergie, puisque les projets de PPPH n'offrent généralement pas de puissance à la pointe.

<sup>35</sup> Renewable Portfolio Standard (RPS). Soulignons toutefois que la majorité des projets de loi fédéraux proposant des RPS n'incluent pas la filière hydroélectrique.

### 1.3. Rôles respectifs de la Régie et du MRN

Dans son mémoire, l'AQPER propose que le MRN soit responsable de la sélection des projets (AQPER, 21). Nous sommes d'avis que ce rôle doit plutôt être réservé à la Régie.

La filière de la PPPH requiert certes la participation active du gouvernement du Québec, notamment en tant que gestionnaire des sites publics potentiellement aménageables. Toutefois, l'approbation de contrats d'achat à long terme avec Hydro-Québec relève clairement de la compétence de la Régie de l'énergie, conformément à l'article 74 de sa loi constitutive, de même qu'à l'article 72<sup>36</sup>. Il est donc impératif de déterminer un partage raisonnable des rôles et responsabilités de ces deux instances décisionnelles qui soit respectueux de leurs compétences respectives tout en assurant une cohérence dans les messages lancés aux promoteurs quant aux attentes à l'égard de leurs projets.

L'exercice par la Régie de ses compétences ne doit pas se traduire par un processus d'approbation fastidieux, ni nécessairement par la participation active de la Régie dans l'analyse des soumissions. Mais le choix ultime des critères d'analyse et leur pondération doit être du ressort de la Régie pour qu'elle puisse être confiant que le processus de sélection (qui peut être mené par un comité restreint de personnes nommées par elle) répondra aux attentes et aux objectifs que la Régie se serait fixés.

Si c'est à la Régie que revient la responsabilité de protéger les consommateurs et l'environnement dans une perspective de développement durable, il lui revient également de fixer les critères d'analyse des soumissions, la pondération de ces critères, ainsi que toute autre modalité procédurale conduisant à l'octroi et à l'approbation de contrats d'achat à long terme.

Le gouvernement a également un rôle important à jouer, principalement dans le choix et l'octroi des sites publics. Toutefois, cette responsabilité doit être clairement balisée ; elle doit mener à la sélection des sites et l'octroi des baux à des promoteurs *qui pourront soumissionner dans le cadre d'un processus ultérieur d'appel d'offres* sous l'égide de la Régie.

---

<sup>36</sup> L'article 74 précise Hydro-Québec doit obtenir l'approbation de la Régie « dans les cas que cette dernière détermine ». Nous prenons pour acquis que ces cas comprendront tout contrat à long terme (à l'opposé, par exemple, de certains achats ponctuels des réseaux voisins). De plus, de tels contrats à long terme devraient également faire partie d'un éventuel plan de ressources d'Hydro-Québec, conformément à l'art. 72. Ainsi, il est impératif pour la Régie de maintenir sa compétence ultime sur le choix des contrats à long terme, sans quoi ces derniers échapperaient des processus prévus par la Loi et visant à protéger tant les consommateurs que l'environnement, dans le sens prévu à l'article 5.

Respecter le partage des compétences		
	Responsabilité / compétence	Rôle dans le processus
<b>Rôle du gouvernement</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Protéger l'intérêt public général</li> <li><input type="checkbox"/> Déterminer, à cette fin, les cas et modalités d'octroi de sites publics à des promoteurs privés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Choisir les sites publics pouvant faire l'objet de soumissions pour la PPPH</li> <li><input type="checkbox"/> Choisir les promoteurs auxquels des baux pour ces sites seront accordés</li> </ul>
<b>Rôle de la Régie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Assurer la protection des consommateurs et le développement durable des ressources énergétiques (art. 5)</li> <li><input type="checkbox"/> Déterminer à cette fin les conditions et modalités applicables aux achats d'électricité effectués par le distributeur Hydro-Québec auprès de producteurs privés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Concevoir et superviser le processus de sélection des projets (qui se verront accordés des contrats d'achat à long terme)</li> <li><input type="checkbox"/> Approuver les contrats d'achat à long terme</li> </ul>

En somme, le gouvernement sera responsable, comme son devoir l'exige, du choix des promoteurs pouvant s'approprier des sites publics dans le cadre du concours qu'encadrera la Régie. **La Régie, quant à elle, concevra et supervisera le concours menant au choix ultime des projets retenus, qu'ils soient sur des sites publics ou non.**

Enfin, soulignons que cette approche aura comme effet probable que le processus de sélection des sites aménageables, mené par le gouvernement, suivra de très près les critères de sélection que la Régie appliquera aux projets. En effet, puisque le gouvernement aura alors un intérêt à ce que les projets sur sites publics sortent « gagnants » du processus de la Régie, elle devra implicitement choisir les sites (et les promoteurs) sur la base de critères conformes à ceux de la Régie<sup>37</sup>. Cela n'enlève en rien, toutefois, à la capacité ni à l'intérêt du gouvernement d'appliquer également des critères propres à ses objectifs et politiques (p. ex. retombées économiques locales, redevances<sup>[P.U.D.2]</sup>, contributions de mise en valeur, etc.), notamment en vu de choisir les promoteurs auxquels des baux seront octroyés.

## 1.4. L'analyse des soumissions : le comité de sélection

### 1.4.1. Les critères, la subjectivité et la transparence

Pour qu'un processus puisse être mené en toute transparence et afin d'inspirer la confiance des autres parties intéressées, les critères d'analyse des projets doivent être aussi objectifs que possible. Par exemple, et en dépit de sa grande complexité, un critère de « débit réservé » se prête à une analyse plutôt objective : le promoteur peut être appelé à préciser son engagement quant au débit réservé et à la longueur du

<sup>37</sup> De fait, les promoteurs auront également intérêt à ce que le choix des sites soit inspiré des critères de sélection des projets.



tronçon affecté, et ces données peuvent par la suite être transformées en un pointage sur une échelle de valeurs (ex: de 1 à 10). Ainsi, la classification des projets se fait dans la transparence, tout en maintenant la confiance dans les instances décisionnelles.<sup>38</sup>

Cela étant dit, il peut s'avérer difficile ou inapproprié de comparer certains impacts ou mesures sur une base quantifiée et vérifiable. À titre d'exemple, prenons les modifications apportées aux usages existantes ou traditionnelles de la ressource halieutique ou terrestre affectée : même s'il est possible de quantifier le nombre d'usages affectés, cette quantification est peu révélatrice de l'impact réel des projets, et il demeure donc inapproprié d'essayer de la transposer à une échelle de façon à comparer les projets. Dans de tels cas, l'on doit s'en remettre davantage à un jugement de valeur, nécessairement subjectif, afin de classer sur une échelle (ex : 1 à 10) l'impact des différents projets sur ce critère d'analyse. Le classement devient donc subjectif plutôt qu'objectif, et donc possiblement ouvert à une manipulation quelconque et, par voie de conséquence, à la critique.

Vu que certains impacts sont difficilement quantifiables, deux choix se présentent : soit d'introduire un élément de subjectivité et modifier le processus décisionnel en conséquence, soit d'exclure les critères ou considérations non quantifiables. Nous sommes d'avis qu'il n'est jamais préférable d'exclure des considérations importantes du processus décisionnel. Nous privilégions donc un processus qui palie aux inconvénients de la subjectivité, soit un processus où la composition du comité de sélection rencontre certaines exigences et rallie la confiance publique.

#### ***1.4.2. Un comité de sélection réunissant perspectives diverses***

En tant qu'acheteur unique de cette électricité, il incomberait normalement à Hydro-Québec de recevoir et d'analyser les soumissions, la Régie se réservant le droit d'approuver ou non ses choix. Toutefois, le contexte de la quote-part proposée ainsi que l'introduction d'éléments subjectifs dans la grille d'analyse militent à l'encontre de cette approche. Nous proposons donc que la Régie nomme un comité restreint de personnes provenant notamment d'Hydro-Québec, du milieu de l'environnement et du milieu des consommateurs, lequel comité recevra et jugera des soumissions sur la base de critères et pondérations approuvés au préalable par la Régie. Les recommandations de ce comité seront déposées à la Régie qui, sauf exception (demande de révision bien fondée), les acceptera, donnant ainsi son approbation en vertu de l'article 74.<sup>39</sup>

Cette façon de faire s'apparente largement à l'analyse multicritère d'aide à la décision (AMCAD). L'AMCAD a l'avantage de permettre une comparaison de plusieurs projets ou options en fonction d'un grand nombre de considérations, et ce sans avoir à les

---

<sup>38</sup> À la limite, un promoteur pourrait avancer un chiffre qu'il n'a pas l'intention de respecter, mais ce problème peut et doit être traité dans la clause du contrat d'achat établissant les conditions de résiliation ou de pénalité. Soulignons qu'à la section 2.1 de la présente partie II, nous proposons d'inclure une condition de résiliation du contrat ou d'application de pénalités au promoteur lorsqu'un fait allégué dans sa soumission n'est pas respecté ou s'éloigne de la réalité d'une façon significative et qui lui aurait aidé à obtenir son contrat en premier lieu.

<sup>39</sup> Ce même comité pourrait également être appelé, si la Régie le juge approprié, à développer ensemble les critères d'analyse et leur pondération.

réduire à une seule variable, comme c'est le cas, par exemple, des efforts de « monétisation » de l'ensemble des externalités environnementales, qui réduisent tout impact environnemental en une seule variable (ex. : « €/kWh »). Nous présentons cette méthode à l'Annexe C.

## 2. APERÇU DU PROCESSUS DE SÉLECTION

Nous présentons ci-après, en format abrégé, les éléments clés du modèle que nous privilégions. Soulignons qu'à cette fin, nous avons tenu compte explicitement de (1) la Loi sur la Régie de l'énergie, (2) les concepts de base du développement durable, (3) certaines expériences passées, notamment l'APR-91, la PURPA américaine et certains modèles européens et (4) les critères en préparation aux États-Unis et au Canada pour la certification d'énergie hydroélectrique « verte ».

### 2.1. La sélection des projets et l'octroi des contrats

#### **Compétence**

- ❑ les contrats seront approuvés par la Régie suivant un processus de sélection établi sous sa gouverne

#### **Processus de sélection**

- ❑ la sélection se fera à partir d'un **d'appel d'offres compétitif**
- ❑ une série de **seuils absolus** permettront l'exclusion d'office de soumissions jugées totalement inacceptables au niveau environnemental
- ❑ les soumissions seront comparées sur la base d'une **grille d'analyse**, laquelle grille est composée en parts égales de critères environnementaux et économiques pondérés, lesquels seront déterminés par la Régie de l'énergie (voir pages 36 et suivantes ci-dessous [P.U.D.3])
- ❑ aucune distinction ne sera faite entre sites publics, semi-publics et privés dans la comparaison des soumissions
- ❑ le comité de sélection sera composé d'un nombre restreint de personnes nommées par la Régie et issues notamment d'Hydro-Québec, du milieu de la protection des consommateurs et du milieu de la protection de l'environnement ; un représentant de la Régie participera à titre d'observateur
- ❑ le concours sera mené une seule fois pour l'ensemble de la quote-part
- ❑ les résultats du processus de sélection seront approuvés par la Régie, sauf exception

#### **Critères d'exclusion**

- ❑ des **normes environnementales minimales** s'appliqueront en vue de disqualifier des projets susceptibles d'engendrer des impacts inacceptables, indépendamment des avantages du prix de la soumission
- ❑ ces normes seront déterminées ultérieurement, et comprendront la présence d'espèces rares ou menacées, de sites patrimoniaux, etc.
- ❑ tout promoteur devra satisfaire le comité quant à sa capacité financière et technique de réaliser le projet, ainsi que de garantir un suivi environnemental pour la durée de vie utile du projet

- ❑ un **prix plafond** *pourra* également être appliqué à l'ensemble des soumissions, lequel représenterait le prix maximum acceptable, indépendamment des avantages environnementaux de la soumission<sup>40</sup>

#### **Grille d'analyse et critères pondérés**

- ❑ la grille d'analyse et les critères dont elle sera composée viseront à tenir compte le plus possible des complexités économique et environnementale de la filière de la PPPH
- ❑ les **critères économiques** recevront une pondération de **50%** et les **critères environnementaux** l'autre **50%** (*voir à partir de la page 37 pour les détails proposés*)
- ❑ ainsi, le promoteur sera incité à donner une importance égale à la minimisation des impacts environnementaux de son projet qu'à la minimisation des coûts et du prix

#### **Conditions des contrats d'achat**

- ❑ Tout contrat sera invalidé ou sujet à des pénalités si :
  - (a) le promoteur n'obtient pas les certificats et autorisations requis dans un délai de vingt-quatre (24) mois, ou
  - (b) des faits révèlent que de l'information fournie par le promoteur dans le cadre de sa soumission, concernant notamment les caractéristiques environnementales du projet proposé, s'est avérée inexacte ou trompeuse et aurait facilité indûment le choix de son projet

## **2.2. En amont : la sélection des sites publics et l'octroi de baux**

### **Compétence**

- ❑ la sélection des sites aménageables et l'octroi des baux est du ressort du gouvernement du Québec

### **Critères de sélection des sites**

- ❑ les sites seront choisis en fonction de critères établis par le gouvernement qui, on peut prévoir, **miroiteront dans une certaine mesure ceux retenus par la Régie** pour la sélection éventuelle des soumissions gagnantes

### **Le choix des promoteurs pour l'octroi des baux**

- ❑ les promoteurs auxquels un bail sera octroyé seront choisis en fonction d'une grille de critères déterminée par le gouvernement et comprenant, entre autres, la capacité financière de réaliser le projet, les retombées locales proposées, les ristournes, la vision du promoteur relativement à la minimisation des impacts environnementaux du projet, sa capacité technique de la mettre en œuvre et d'assurer un suivi ainsi que tout autre

---

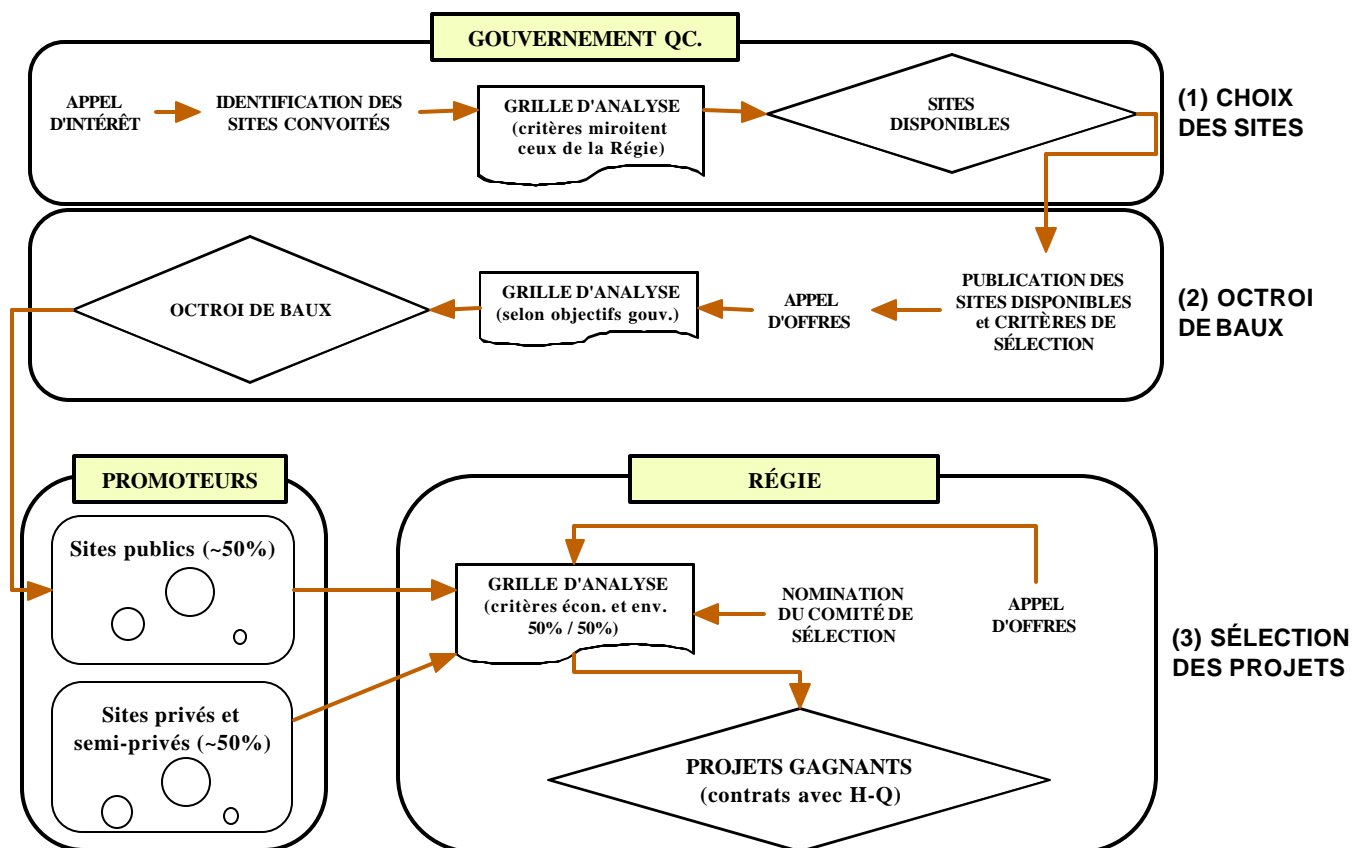
<sup>40</sup> La détermination précise du plafond est cependant rendue difficile dans l'extrême dans le contexte actuel; voir notamment la page 41 pour une discussion plus détaillée de cet aspect.

critère que déterminera le gouvernement en fonction de ses objectifs et politiques

### Conditions de l'octroi des baux

- Tout bail sera invalidé ou sujet à renégocier si :
  - (a) le projet n'est pas retenu par le processus de sélection mis sur pied par la Régie et le promoteur n'a pas l'intention de développer son projet à ses risques (sans contrat à long terme)
  - (b) le promoteur ne respecte pas ses engagements pris dans le cadre de sa proposition d'obtention du bail
  - (c) le promoteur ne respecte pas les conditions établies par la Régie de l'énergie (voir ci-dessus)

### 2.3. Vu d'ensemble du processus proposé



## 3. CRITÈRES SPÉCIFIQUES

### 3.1. Considérations générales

La grille d'analyse servira pour comparer les différentes soumissions afin de choisir celles qui offrent le meilleur bilan économique-environnemental. À cette fin, la grille sera composée d'une série de critères d'analyse, tant pour déterminer l'impact économique qu'écologique. Ces critères devront, dans la mesure du possible, se prêter à des données mesurables et relativement faciles à obtenir pour le promoteur. Ils devront de plus se faire accorder des poids appropriés à l'intérieur de leur catégorie de considération (chacune des deux grandes catégories valant 50% du pointage total).

La détermination des critères et de leur poids n'est pas simple. Aussi, quoique nous présenterons plus loin des *exemples* de critères, notre mandat ne nous permet pas d'examiner en profondeur ni de proposer une grille détaillée de critères pondérés (celle que nous présentons au chapitre 4 n'est qu'à titre indicatif). Ce travail doit être réalisé par la Régie de l'énergie ou, dans l'alternative, par un comité restreint que la Régie pourra nommer<sup>41</sup>.

Comme nous l'avons décrit à la section 1.4, il n'est pas toujours possible de quantifier de façon appropriée un impact qui, néanmoins, demeure important. Plusieurs techniques permettent de comparer des projets ou options sur la base des perspectives subjectives que peuvent avoir les décideurs, dont l'analyse multicritère d'aide à la décision (AMCAD).

C'est pour cette raison que nous avons proposé que le comité de sélection soit composé de personnes issues de différents milieux et perspectives. Néanmoins, l'objectivité ne peut qu'aider à assurer que le processus soit juste et transparent. Ainsi, même l'existence d'un comité à perspectives multiples n'enlève en rien l'importance de viser, dans l'élaboration de la grille et de ses critères, l'utilisation d'un maximum de critères objectifs se prêtant à un classement automatique selon des données mesurables.

Dans les pages qui suivent, nous discutons d'abord des critères environnementaux et économiques spécifiques qui pourront être utilisés aux fins du processus de sélection, y compris la façon dont un éventuel prix plafond pourrait être appliqué. Afin de faciliter la compréhension, nous présentons ensuite, au chapitre suivant, un exemple d'opérationnalisation d'une grille d'analyse, en appliquant une série de critères pondérés à une quinzaine de projets fictifs.

---

<sup>41</sup> Il va de soi que dans ce dernier cas, toute proposition du comité sera sujet à l'approbation de la Régie.

## 3.2. Critères environnementaux

L'importance des critères employés aux fins de la grille d'analyse ne peut être surestimée. Dans le texte qui suit, nous présentons quelques critères qu'il serait souhaitable d'intégrer, d'une façon ou d'une autre, à la grille finale. Nous nous devons toutefois de préciser que, n'étant pas des spécialistes de la science écologique, notre objectif ici n'est ni plus ni moins de dresser des pistes de réflexion, plutôt que des recommandations précises.

### 3.2.1. Critères pondérés

#### 3.2.1.1. Débit réservé

Le débit réservé est sans doute un des critères les plus importants pour mesurer l'impact probable d'un projet de PPPH sur l'environnement biophysique. Pour qu'un projet soit respectueux de l'environnement, il doit en outre maintenir un «débit de conservation » ( $Q_c$ ), soit un niveau de débit suffisant pour supporter les attributs clés de l'écosystème riverain.

À cet égard, il existe plusieurs méthodes permettant de mesurer le débit de conservation ( $Q_c$ ), dont :

- la méthode *hydrologique de Tennant*, selon laquelle le débit hivernal doit équivaloir à 30% du débit moyen annuel et le débit estival à 50% du moyen annuel, afin d'obtenir la cote de « bon » (ce qu'on peut appeler alors le  $Q_c$ ),
- la méthode *écohydrologique* récemment développée par l'INRS-Eau et Génivar, qui avance des estimations plus raffinées du  $Q_c$  selon les différentes régions du Québec,
- la méthode *Instream Flow Incremental Methodology (IFIM)* développée par le U.S. Fish and Wildlife Service qui, requérant une étude sensiblement plus sophistiquée du site en question, permet de déterminer le  $Q_c$  de chaque tronçon de rivière avec encore plus de précision.

Il va de soi que la méthode la plus sophistiquée est généralement préférable afin d'identifier le débit de conservation approprié. Néanmoins, il est possible d'utiliser une des nombreuses autres méthodes dans le cadre du processus de sélection.

En vu d'éviter de devoir offrir le débit de conservation requis, certains promoteurs pourront proposer de créer un habitat de remplacement. Cependant, il s'agirait d'une erreur de présumer qu'un tel habitat artificiel aura la même valeur écologique que celui qu'il remplace. La non-équivalence d'un habitat de remplacement a d'ailleurs été

confirmée dans une étude sur ce sujet préparé en 1994 pour l'Association canadienne de l'électricité.<sup>42</sup>

Une façon d'aborder ce problème serait, au-delà de l'obligation absolue d'éviter une perte nette d'habitats, d'appliquer sur une échelle de valeurs la proportion du débit garanti relativement au  $Q_c$ . De cette façon, l'infériorité du remplacement d'habitats, relativement au maintien du débit de conservation, est reconnue dans la grille d'analyse. À titre d'exemple, ce critère peut être conçu en fonction d'une échelle de valeurs de la façon suivante (soulignons que notre échelle mesure l'impact négatif ; ainsi, le meilleur score est 1 alors que le pire score est 10) :

	<i>m e i l l e u r</i> ← ..... → <i>p i r e</i>									
<b>Pointage impacts:</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>Débit réservé (%<math>Q_c</math>) :</b>	$Q_c +10\%$	$Q_c$	$Q_c -10\%$	$Q_c -20\%$	$Q_c -30\%$	$Q_c -40\%$	$Q_c -50\%$	$Q_c -60\%$	$Q_c -70\%$	$Q_c -80\%$

### 3.2.1.2. Longueur du tronçon affecté

En coupant à presque zéro le tronçon affecté, un projet peut rencontrer des critères écologiques sans nécessairement réserver un débit important. La grille doit être en mesure d'apprécier cet arbitrage possible.

La plupart des méthodes de détermination du débit de conservation ne tiennent pas compte des spécificités de chaque rivière ni de la conception de chaque projet. Ainsi, dans la mesure où la mesure du  $Q_c$  est limitée à une approche générale, il devient nécessaire d'intégrer une mesure de la longueur du tronçon affecté. Ce critère peut être mesuré selon la distance (m)<sup>43</sup>. Par exemple :

	<i>m e i l l e u r</i> ← ..... → <i>p i r e</i>									
<b>Pointage impacts :</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>longueur du tronçon :</b>	0m	1-10m	11-20	21-40	41-80	81-150	151-250	251-400	401-1000	≥ 1001

### 3.2.1.3. La virginité

Un projet de PPPH sur une rivière déjà exploitée à des fins hydroélectriques ou autres et dont le débit est déjà régularisé en amont, ou la qualité de l'écosystème est autrement dégradée, n'a évidemment pas le même impact écologique que sur une rivière « vierge ». Aussi, la réfection de centrales existantes ou désaffectées aura également

<sup>42</sup> Adam Lewis, M.A. Clyde et C.M. Prewitt (Triton Environmental Consultants Ltd. et E.A. Engineering Science and Technology), *Evaluation of the Effectiveness of Water Release as a Mitigation to Protect Fish Habitat*, report to the Canadian Electrical Association (CEA), février 1994, p.59.

<sup>43</sup> Soulignons que les tronçons affectés des 52 projets inclus à l'annexe M du mémoire de l'AQPER varient entre 0 et 2000 mètres, avec une moyenne de 272.5 m.



un impact différent, quoique difficile à généraliser. L'importance du facteur *virginité* de la rivière a d'ailleurs fait l'objet du rapport de la Commission Doyon<sup>44</sup>.

La grille d'analyse devra tenir compte de ce critère, par exemple en attribuant, par dessus le pointage déjà accordé pour les critères pondérés, un *multiplicateur*. Ce multiplicateur peut être basé sur les caractérisations subjectives que feront les membres du comité relativement à l'état original du site en question (en fonction en outre de la présence d'autres aménagements ou activités industrielles). Nous proposons que ce multiplicateur se base sur une échelle augmentant essentiellement de façon exponentielle. Par exemple :

	<i>m e i l l e u r</i>	←-----→	<i>p i r e</i>
<b>Multiplicateur :</b>	<b>1,00</b>	<b>1,25</b>	<b>2,00</b>
<b>état original de la rivière :</b>	très exploitée	exploit. minime	presque intouchée
			<b>3,00</b>
			totalement vierge

#### 3.2.1.4. La régularisation des eaux

On associe souvent le terme « petits projets hydroélectriques » avec des projets « au fil de l'eau ». Or, tout projet, même « au fil de l'eau », implique une certaine retenue des eaux. De plus, même si les projets résultant de l'APR-91 ont généralement évité les inondations importantes, on peut prévoir qu'au fur et à mesure qu'avance la consolidation des actifs de l'industrie de la PPPH, il est possible que de plus en plus de projets visent à concevoir et à exploiter des réservoirs. Vu les impacts de l'inondation et des variations des niveaux d'eau, il importe que le processus de sélection tient compte du niveau de régularisation proposé. Ce facteur peut être incorporé au processus par un *multiplicateur* au pointage mesurant les autres impacts du projet. Le multiplicateur peut être défini soit selon une grille objective, soit selon la perception des membres du comité de sélection, donc de façon subjective, par exemple :

	<i>m e i l l e u r</i>	←-----→	<i>p i r e</i>
<b>Multiplicateur :</b>	<b>1,00</b>	<b>1,25</b>	<b>2,00</b>
<b>Régularisation des eaux :</b>	aucune	limitée	intersaisonnière
			<b>3,00</b>
			interannuelle

#### 3.2.1.5. Usages alternatifs et autres considérations

Enfin, selon le site en question, un projet peut engendrer des impacts importants relativement aux usages alternatifs de la rivière. En outre, un projet peut affecter de façon importante la valeur culturelle d'une rivière pour une nation autochtone, sa valeur patrimoniale ou encore sa valeur récréotouristique. Aussi, il est possible que d'autres facteurs, imprévus au stade de la conception de la grille, s'avèrent également importants. Pour ces raisons, il importe de prévoir, tant pour l'impact sur les usages

<sup>44</sup> « [La Commission recommande que le MRN] exclue du programme de petites centrales les sites vierges à moins que des études précises et détaillées, ayant fait l'objet d'audiences publiques, ne justifient l'installation d'aménagements nouveaux selon les points de vue économique, social et environnemental » (recommandation n° 70, page 604).

alternatifs que sur d'éventuels autres éléments, un critère flexible doté d'un poids spécifique dans la balance. Ce dernier critère pourrait être jugé sur une échelle de 1 à 10 mais de façon entièrement subjective.

### **3.2.2. Critères d'exclusion**

Au-delà des critères servant à la grille d'analyse, le processus de sélection doit également répondre à certaines exigences environnementales/sociales. En particulier, nous avons déjà souligné qu'un projet résultant en une perte nette d'habitats productifs doit être exclu du concours. Il en va de même pour un projet qui présente un risque, même minime, d'impacts négatifs sur une ou des espèces vulnérables ou menacées. D'autres critères d'exclusion, y compris les exigences minimales en termes de sécurité civile, pourront également être développés.

## **3.3. Critères économiques**

### **3.3.1. Le critère unique : le prix**

Le seul critère économique proposé est le prix. Toutefois, il existe plusieurs façons de structurer la grille tarifaire, par exemple sur une base saisonnière ou par un tarif unique.

En l'absence d'un dossier complet de planification, il s'avère très difficile d'attribuer des valeurs distinctes selon la période de temps. Par exemple, l'énergie vaut-elle plus chère lorsque produite en été (exportations), en hiver (pointe saisonnière domestique) ou aucun des deux (grâce à la capacité de stockage d'Hydro-Québec) ? Au-delà de la théorie, la pratique révèle que les projets de la PPPH ont tendance à produire surtout au printemps et à l'automne, soit aux creux tant des besoins domestiques que du marché de l'exportation.

Aussi, et contrairement au cas de l'énergie éolienne (où nous avons proposé des prix saisonniers), l'utilisation d'un tarif saisonnier pour la PPPH peut avoir des conséquences environnementales néfastes, comme le soulignait la Commission Doyon lorsqu'elle recommandait :

« qu'Hydro-Québec, en collaboration avec le MRN et le MEF, examine les impacts environnementaux que peut engendrer la grille tarifaire de puissance et d'énergie, de même que toute grille tarifaire favorisant un facteur d'utilisation élevé en hiver de la part de petites centrales hydroélectriques, et revoie, si nécessaire, la structure d'une telle grille tarifaire pour en éliminer les effets néfastes. » (p.601).

De façon générale, nous sommes favorables à une structure de prix reflétant la vraie valeur saisonnière ou autre de l'énergie produite. Néanmoins, l'improbabilité d'une contribution importante de la PPPH aux besoins domestiques en puissance, le manque d'informations quant à la valeur relative de l'énergie au printemps et en automne et les effets environnementaux potentiellement néfastes d'une grille différenciée militent, dans ce cas-ci, pour un tarif unique tel que proposé par l'AQPER.

	<i>meilleur</i> ← ..... → <i>pire</i>									
Pointage impacts :	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
prix proposé (¢/kWh)	≤ 2,4	2,5 - 2,9	3,0 - 3,4	3,5 - 3,9	4,0 - 4,4	4,5 - 4,9	5,0 - 5,4	5,5 - 5,9	6,0 - 6,4	≥ 6,5

### 3.3.2. Critère d'exclusion : le plafond

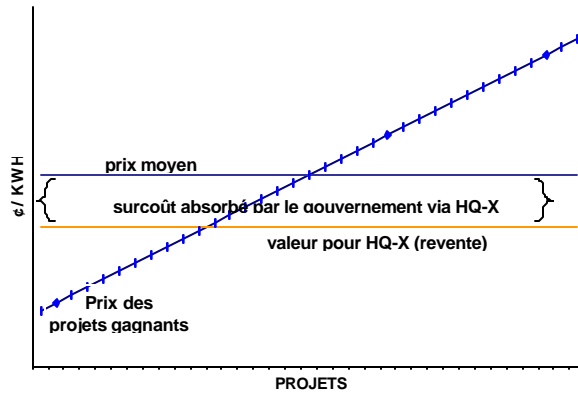
Comme nous l'avons déjà mentionné, *en l'absence d'un processus rigoureux de planification des ressources*, il ne peut être justifié, dans le cas spécifique de la PPPH, de demander aux consommateurs de payer un surcoût<sup>45</sup>. Pour cette raison, et vu l'absence de besoins additionnels, pour de nombreuses années encore, pour desservir le marché domestique, nous proposons que **le gouvernement assume tous les risques relatifs à une éventuelle quote-part qui précéderait le processus de planification**. Plus particulièrement, nous proposons que l'ensemble des contrats éventuels soient signés par l'unité administrative « HQ-exportation (HQ-X) », soit l'unité prévue dans l'avis A-98-01 afin de séparer les exportations et les contrats spéciaux de la base de tarification usuelle. Ainsi, tous les coûts d'acquisition de même que tous les revenus de la revente de cette énergie seront à la charge de l'actionnaire et non des consommateurs captifs.

Dans ce contexte, et toujours en l'absence des résultats d'un processus rigoureux de planification comparant les coûts et bénéfices de l'ensemble des options disponibles, il n'est pas nécessaire d'établir un prix plafond spécifique. Cela dit, si le processus de planification des ressources prévu à l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie devait avoir lieu *avant* l'octroi des contrats, il sera alors pertinent d'appliquer un tel prix plafond. Ce prix devra alors être fixé en fonction de la valeur générique de la filière de la PPPH, établie en fonction des besoins énergétiques, d'une part, et d'autre part des autres options auxquelles aura accès Hydro-Québec, y compris celles d'efficacité énergétique, d'achats ou de construction de nouveaux équipements. Dans ce contexte, il reviendra à « HQ-Distribution » (HQ-D) d'acheter l'ensemble de l'énergie requise et aux consommateurs de payer le surcoût, et ce jusqu'au plafond désigné.

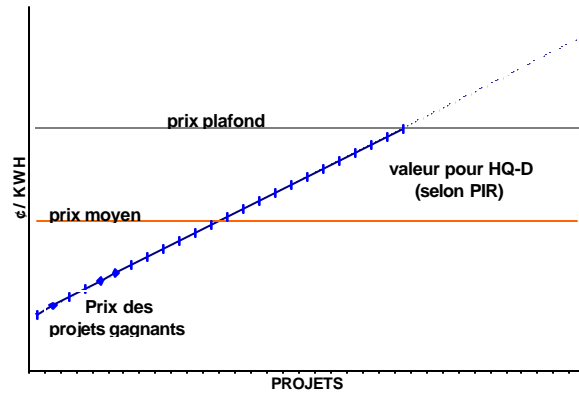
---

<sup>45</sup> Rappelons que la PPPH ne rencontre ni les critères justifiant une quote-part (commerciallement disponible, courbe décroissante des coûts *et* avantages environnementaux nets), ni, encore plus, ceux justifiant qu'une quote-part précède le processus de planification (véritable urgence d'agir). Aussi, le surcoût doit être établi en fonction d'une considération de l'ensemble des autres options (offre et demande), qui ne peuvent être déterminées adéquatement avant l'issue de ce processus.

Si la Q-P précède la PIR



Si la Q-P suit la PIR



Nous nous permettons de souligner à nouveau notre grande préférence pour cette dernière approche qui présuppose, cependant, qu'un processus de planification intégrée des ressources ait lieu *avant* l'octroi d'une quote-part ou de contrats particuliers.

## 4. OPÉRATIONNALISATION ET TAILLE

### 4.1. Opérationnalisation de la grille

#### 4.1.1. *Un choix optimal*

L'objectif du processus que nous préconisons est simple : assurer que parmi l'ensemble des sites et conceptions possibles de projets, ceux qui seront accordés un contrat d'achat à long terme représenteront les options optimales relativement aux considérations économiques et environnementales. C'est de cette façon que le prix socialement acceptable peut être déterminé dans le cadre d'une filière dont la valeur varie grandement selon chaque projet.

La détermination des options optimales en fonction d'une variété d'objectifs et de considérations requiert un processus complexe permettant non seulement de considérer mais également de pondérer et d'effectuer les arbitrages nécessaires entre divers avantages et désavantages des projets proposés.

#### 4.1.2. *Exemple d'opérationnalisation*

##### 4.1.2.1. *Le modèle d'analyse*

Dans l'exemple que nous présentons ci-dessous, nous allons analyser une **quinzaine de projets fictifs** qui seraient proposés en vu d'obtenir un contrat d'achat à long terme. Aux fins de cette analyse, nous accordons un poids de 50% au critère économique et l'autre 50% à une série de critères environnementaux :

- le prix d'achat proposé (P)                    50 %
- le débit réservé (Q)                                20 %
- la longueur du tronçon affecté (T)            15 %
- usages alternatifs, autres (U)                15 %

De plus, afin de pouvoir traiter de situations exceptionnelles telles qu'un projet situé sur un site ou dans un écosystème jusqu'alors intact, ou encore un projet requérant la création d'un réservoir important, nous appliquons deux multiplicateurs à la partie environnementale de l'équation, soit :

- la « virginité » de l'écosystème affecté (v), et
- la régularisation des eaux (r)

Ainsi, chaque projet sera évalué selon la formule suivante :

$$\text{Valeur (V)} = (P \cdot 0,5) + [((Q \cdot 0,20) + (T \cdot 0,15) + (U \cdot 0,15)) \cdot v \cdot r]$$

Pour fins de simplification, nous ne traitons pas ici des critères d'exclusion tels que la perte nette zéro d'habitat productif, le risque aux espèces menacées ou vulnérables, etc.

#### 4.1.2.2. Les échelles de valeurs

Afin de pouvoir attribuer des valeurs à chacun de ces critères, des échelles de valeur sont employées. Ainsi, les critères économiques et environnementaux sont transformés en un pointage sur une échelle d'impacts où 1 est le moindre impact total et 10 le pire, le tout selon les formules suivantes :

#### Échelles pour les critères pondérés

Points :	meilleur ←-----> pire									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
(50%) Prix (¢/kWh)	≤ 2,4	2,5 - 2,9	3,0 - 3,4	3,5 - 3,9	4,0 - 4,4	4,5 - 4,9	5,0 - 5,4	5,5 - 5,9	6,0 - 6,4	≥ 6,5
(20%) Débit réservé (% Q <sub>c</sub> )	Q <sub>c</sub> +10%	Q <sub>c</sub>	Q <sub>c</sub> -10%	Q <sub>c</sub> -20%	Q <sub>c</sub> -30%	Q <sub>c</sub> -40%	Q <sub>c</sub> -50%	Q <sub>c</sub> -60%	Q <sub>c</sub> -70%	Q <sub>c</sub> -80%
(15%) Tronçon affecté (m)	0m	1-9m	10-19	20-39	40-79	80-149	150-249	250-399	400-999	≥ 1000
(15%) Usages altern.'s, autres	déterminé subjectivement par les membres du comité									

De plus, tel qu'expliqué précédemment, notre modèle comprend l'application de multiplicateurs au pointage ultime, et ce afin de tenir compte de cas rares où l'impact n'est pas couvert par les critères pondérés ci-dessus. Ces multiplicateurs sont les suivants :

#### Échelles pour les critères multiplicateurs

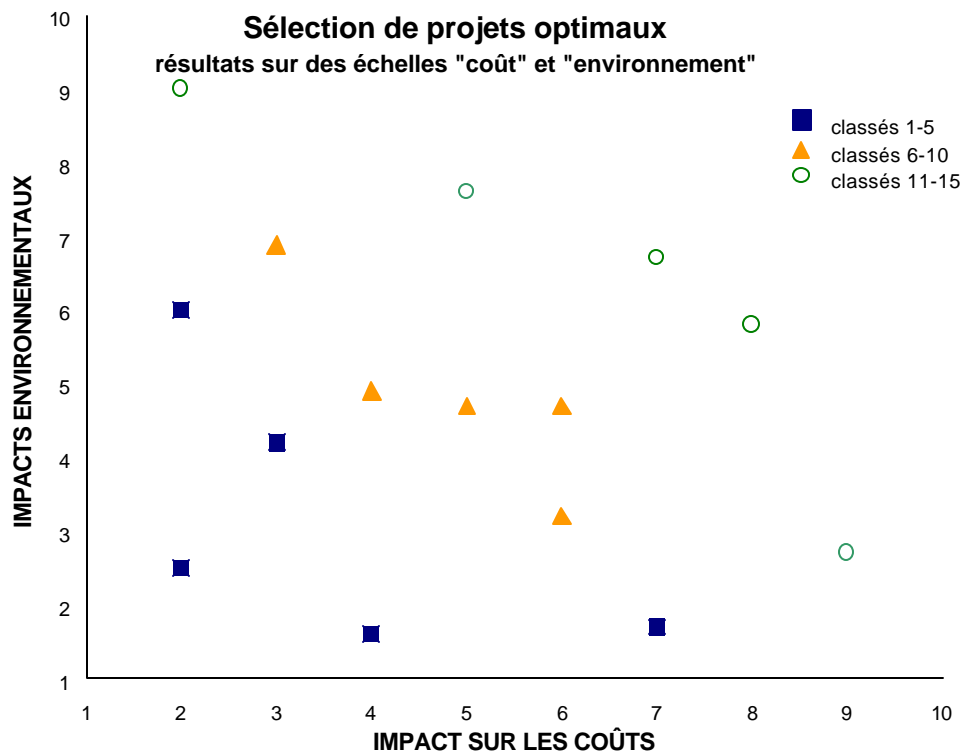
Multiplicateur :	meilleur ←-----> pire			
	1,00	1,25	2,00	3,00
état original de la rivière :	très exploitée	exploit. minime	presque intouchée	totalemt vierge
Régularisation des eaux :	aucune	limitée	intersaisonnière	interannuelle

#### 4.1.2.3. Des projets fictifs

Accordons maintenant à nos quinze projets fictifs des caractéristiques environnementales et économiques. Certains des projets sont généreux en matière de débit réservé, d'autres offrent des prix très bas, et d'autres encore sont situés sur des sites vierges ou affectent une activité récréotouristique. Le tableau suivant illustre le genre de résultat qui peut émaner du processus que nous proposons. En bout de ligne, en résulte un classement (première colonne) des projets.

Projets (classés selon le résultat)	ENVIRONNEMENT (50%)									ECONOMIQUE (50%)		COMBINE (100%)
	Débit (Q)		Tronçon (T)		Usages (A)	S-total	Virgin. (v)	Régul. (r)	S-tot. ENV.	S-tot. PRIX		
	%Qc	points sur 10	m	points sur 10	points sur 10	points sur 10	multiplicat. (pts. sur 4)	multiplic. (pts. sur 4)	points sur 10	€/kWh	points sur 10	
1	84	4	5	2	1	2,50	1,00	1,00	2,50	2,8	2,00	2,25
2	111	1	8	2	2	1,60	1,00	1,00	1,60	3,8	4,00	2,80
3	96	3	68	5	5	4,20	1,00	1,00	4,20	3,3	3,00	3,60
4	65	6	45	5	3	4,80	1,00	1,25	6,00	2,9	2,00	4,00
5	103	2	3	2	1	1,70	1,00	1,00	1,70	5,4	7,00	4,35
6	88	4	260	8	3	4,90	1,00	1,00	4,90	3,8	4,00	4,45
7	105	2	85	6	2	3,20	1,00	1,00	3,20	4,7	6,00	4,60
8	74	5	108	6	3	4,70	1,00	1,00	4,70	4,4	5,00	4,85
9	83	4	1000	10	3	5,50	1,25	1,00	6,88	3,4	3,00	4,94
10	70	5	97	6	3	4,70	1,00	1,00	4,70	4,9	6,00	5,35
11	95	3	70	5	1	3,00	3,00	1,00	9,00	2,7	2,00	5,50
12	99	3	14	3	2	2,70	1,00	1,00	2,70	6,4	9,00	5,85
13	100	2	0	1	9	3,80	1,00	2,00	7,60	4,2	5,00	6,30
14	84	4	850	9	8	6,70	1,00	1,00	6,70	5,2	7,00	6,85
15	104	2	80	6	1	2,90	2,00	1,00	5,80	5,8	8,00	6,90

Comme on peut le constater, ce processus mène ultimement au classement des projets en fonction de leur degré d'optimalité relativement aux deux considérations clés, soit l'environnement et le prix. Le graphique qui suit illustre ces mêmes résultats. Le lecteur verra que les meilleurs projets sont ceux qui tendent vers le coin inférieur gauche (notamment ceux indiqués par un carré foncé).



Le processus décrit ci-dessus ne résulte donc pas en le choix des projets qui génèrent strictement les plus bas prix unitaires possibles, ni de ceux entraînant les impacts environnementaux les plus minimes. Plutôt, un tel processus doit conduire à choisir les projets ayant les impacts et coûts combinés les plus acceptables pour la société. **Dans la mesure où, pour chaque projet retenu, le prix reflète l'intégration de mesures prises pour minimiser les impacts environnementaux — mesures qui étaient nécessaires pour gagner le concours — on pourrait considérer que ce prix donne une indication du « prix socialement acceptable » pour ce projet en particulier.**

## 4.2. Taille de la quote-part

Nous avons décrit le processus pouvant mener à l'octroi de contrats à des prix socialement acceptables. Ce processus permet de classer l'ensemble des soumissions en fonction de leur degré d'optimalité économique-environnemental. Nous n'avons pas, cependant, proposé le volume spécifique d'achats qui constituerait alors le seuil par-dessus duquel aucune proposition ne sera acceptée.

En fait, en dehors d'un processus de planification des ressources, il devient difficile de préciser une quantité spécifique. L'AQPER propose quant à elle un volume de 300 MW au total, mais aucun élément de preuve ne le justifie par rapport à tout autre niveau.

Nous avons déjà proposé que, si la quote-part devait précéder le processus de planification des ressources, il serait préférable que le gouvernement prenne à sa charge les coûts et les risques économiques. Nous avons plus spécifiquement proposé que les producteurs gagnants soient appelés à signer des contrats avec une unité distincte chez Hydro-Québec (« HQ-X ») responsable uniquement des ventes à l'exportation ou provenant de contrats spéciaux. Ainsi, le prix de la soumission sera payé par HQ-X, qui vendra l'énergie ainsi obtenue au meilleur prix possible, présumément sur le marché de l'exportation.<sup>46</sup> La différence entre le prix de vente et le prix d'achat sera reflétée dans les gains ou pertes de cette unité.

En assurant l'étanchéité financière de HQ-X par rapport aux ventes domestiques réglementées, ces gains ou pertes seront entièrement assumés, quoique indirectement, par le gouvernement du Québec, l'unique actionnaire d'Hydro-Québec. Ainsi, tout déficit encouru par cette unité en raison de ces achats se traduira en une réduction des bénéfices d'Hydro-Québec et donc des dividendes pour son actionnaire. Vu la probabilité d'un tel déficit durant au moins la première décennie, la taille de la quote-part serait nécessairement limitée par la volonté du gouvernement d'essayer de telles pertes.

Cela dit, nous sommes d'avis que la Régie pourra aider le gouvernement à faire ce choix. À cet égard, la Régie pourra dans son avis faire état au gouvernement de ses

---

<sup>46</sup> Notre approche prévoit également que, lorsque Hydro-Québec a besoin de nouvelles sources d'énergie pour desservir les consommateurs domestiques captifs, elle (HQ-D) pourra alors acheter les contrats de HQ-X, à un prix de transfert que la Régie établirait.



prévisions des coûts et des revenus associés à un tel programme et ce, selon différents scénarios de volumes achetés par HQ-X. Cette analyse de la Régie permettra au gouvernement, en toute transparence, de prendre une décision judicieuse en tenant compte des risques inhérents au programme qu'il propose de réaliser.

## ANNEXE A.

### « L'ÉNERGIE VERTE » ET L'HYDROÉLECTRICITÉ

Il est bien connu que des aménagements hydroélectriques peuvent créer des impacts d'envergure sur des écosystèmes touchés.

« [L]a substitution d'un débit artificiel à un débit naturel ainsi que la dérivation et l'assèchement de tronçons de cours d'eau peuvent s'accompagner de répercussions sur le milieu aquatique, comme la perte d'habitats à poisson, une grande fluctuation des débits, une diminution de la surface mouillée et de la vitesse du courant, une augmentation de l'amplitude des variations de température et de l'oxygène dissous et une concentration de la pollution. Outre les pertes et les perturbations d'habitats, ces modifications peuvent entraîner une altération fonctionnelle de l'écosystème aquatique, un appauvrissement des stocks halieutiques et un changement dans la dynamique des communautés piscicoles.<sup>47</sup> »

Jusqu'à récemment, il a été largement tenu pour acquis que l'électricité produite par des centrales de puissance moindre que 20 ou 30 MW était nécessairement plus « propre » que celle des plus grandes centrales. Cette distinction a fait sa première apparition dans la *Public Utilities Regulatory Policy Act* de 1978 aux États-Unis; depuis, elle a été reprise par diverses instances de façon plus ou moins définitive. Ainsi, dans un programme récemment établi par Ressources naturelles Canada pour l'approvisionnement en « énergie verte », ce concept a été défini comme incluant des centrales hydroélectriques de moins de 20 MW<sup>48</sup>.

En fait, depuis octobre 1996, le Programme Choix environnemental, chargé par Environnement Canada de gérer son « Éco-Logo » qui identifie des produits jugés de moindres impacts environnementaux, a établi un critère qui permet l'inclusion de toute centrale de moins de 20 MW qui est au fil de l'eau<sup>49</sup>. Cependant, les gestionnaires de ce programme ont récemment entamé un processus pour réviser ce critère. Ils

---

<sup>47</sup> Beaudelin et Bérubé, *Cadre d'analyse des projets de petites centrales hydroélectriques* (document de régie interne), Ministère de l'environnement et de la Faune (1994), cité dans Belzile, L., Bérubé, P., Hoang, V.D. et M. Leclerc, *Méthode échohydrologique de détermination des débits réservés pour la protection des habitats du poisson dans les rivières du Québec* (1997), Rapport présenté par l'INRS-Eau et le Groupe-conseil Génivar inc. au MEF et à Pêches et Océans Canada (83 p. + 8 annexes), p. 1.

<sup>48</sup> Ressources naturelles Canada, Communiqué, « La ministre McLellan annonce un programme d'approvisionnement en 'énergie verte' pour le gouvernement fédéral », 19 janvier 1996.

<sup>49</sup> Environmental Choice Program, Verification and Licensing Criteria, « Alternative source electricity generation », PRC-018.

proposent l'abandon de ce critère basé sur la taille de l'installation, en faveur de critères basés sur une estimation des impacts de chaque centrale sur les écosystèmes :

« It is suggested that the current size limit of 20 MW or less that is used to qualify hydro facilities for low-impact electricity generation be dropped and replaced by an ecosystem management criteria similar to the system being proposed by American Rivers ..., a US environmental organization dedicated to protecting and restoring rivers, and Green Mountain Energy Resources, a US retailer of electricity, [who] have worked to develop a system to identify low-impact hydro plants.<sup>50</sup> »

La démarche à laquelle ils font référence, quoique encore en gestation, prend beaucoup d'importance. Elle a mené récemment à la création de la « Low Impact Hydropower Institute », décrit en détail dans la prochaine section.

### L'approche retenue par le « Low Impact Hydropower Institute »

Quoique lancée par American Rivers et Green Mountain Energy Resources, cette démarche a pris de l'envergure avec la mise sur pied d'un comité de travail impliquant une vingtaine d'organismes, incluant des services publics, des organismes gouvernementaux ainsi que des groupes environnementaux. Elle a mené récemment à l'établissement d'une Low Impact Hydropower Institute (LIHI), qui sera chargé d'évaluer des centrales hydroélectriques de propriétaires qui en font la demande et, le cas échéant, d'émettre des certificats attestant que leur centrale en est une **de faible impact**. Pour obtenir cette certification, le projet doit satisfaire à une série de critères objectifs, en fonction de huit indicateurs :

- débits réservés
- qualité d'eau
- migration et protection de poissons
- protection d'habitat terrestre
- espèces menacées
- protection de ressources culturelles
- protection de ressources récréo-touristiques, et
- ne pas avoir fait l'objet d'une recommandation de mise hors service

L'Institut décrit sa démarche ainsi :

« [C]onsumers often have questions about the specifics of various generation sources, including hydropower. What generation is environmentally preferable and what is not? For many knowledgeable consumers for whom environmentally preferable power products are designed, hydropower raises issues. They understand that dams have negative environmental impacts, yet also understand that hydropower provides an alternative to technologies that generate greenhouse gases and other air pollution or result in nuclear waste. What consumers need is a credible means to determine which hydropower facilities are environmentally preferable.

---

<sup>50</sup> TerraChoice Environmental Services Inc., *Environmental Choice Program Technical Briefing Note on Low-Impact Electricity Generation (Green Power)*, février 1999, p. 38.

In states where this issue has been addressed legislatively, an interim solution (based on PURPA's Qualifying Facility definition) is size. Small hydropower (less than an arbitrary cutoff, usually 30 megawatts) is defined as renewable. **But this size criterion is a poor indicator of the environmental impacts of a hydropower facility.** For example, small facilities that de-water river reaches and block fish passage may be more environmentally destructive than larger facilities designed and operated to avoid environmental impacts. Under this size criterion, a dam is either renewable or not — a small dam can be operated in a way that is harmful to the environment and still be environmentally preferable, and a large dam can undergo major changes to reduce the environmental impacts of its operation and still not be considered environmentally acceptable.<sup>51</sup> » (nos caractères gras)

Pour obtenir la certification, une centrale doit être jugée acceptable selon *chacun* des huit critères. La plupart des critères se basent sur des décisions ou recommandations déjà émises par les différentes instances officielles; dans le cas où cela n'existe pas, ils précisent des critères physiques comme dernier recours.

Il est à souligner que l'Institut restreint l'applicabilité de son programme aux centrales existantes, et aux centrales aux États-Unis, en excluant pour l'instant toute reconnaissance de nouvelles centrales ou de centrales hors-frontières :

- **Nouvelles centrales.** Un des objectifs fondamentaux du programme est d'inciter des promoteurs à exploiter leurs centrales de façon plus respectueuse de l'environnement. Les critères visent donc des centrales existantes. L'Institut explique clairement que, **quoiqu'il pourrait dans l'avenir établir des critères pour de nouvelles centrales, ces derniers devront nécessairement être plus exigeants.**
- **Centrales outre-frontière.** Dans sa conception de critères, l'Institut s'est buté à l'extrême complexité de toute tentative d'établir des critères quantitatifs des impacts environnementaux des centrales hydroélectriques. L'approche qu'il a retenue se base plutôt sur la mise en application de législation existante aux États-Unis, dont la *Clean Water Act*, la *Federal Power Act* et la *Endangered Species Act*. Plus largement, elle se base sur les recommandations émises par les différentes procédures administratives et judiciaires auxquelles un projet est assujéti dans les différents États. L'Institut déclare qu'il ne pourra étendre le processus aux centrales hors pays **à moins d'être persuadé que le processus d'approbation est comparable, en ce qui concerne la rigueur de la procédure, à ceux des États.**

Le programme LIHI est strictement volontaire, menant à la certification d'une centrale hydroélectrique seulement à la demande de son propriétaire. Il vise donc à contrôler l'attribution de primes disponibles pour l'énergie verte aux seules centrales qui peuvent démontrer qu'elles le méritent; cependant, il ne se veut pas un régime pour juger des qualités environnementales de toute centrale hydroélectrique, ce qui serait nécessaire pour permettre aux régimes d'étiquetage d'énergie maintenant en gestation aux États-Unis (ex. tonnes de NO<sub>x</sub> par MWh) de qualifier les attributs environnementaux d'énergie

---

<sup>51</sup> Low Impact Hydropower Institute, *Low Impact Hydropower Certification Program* (draft, March 10, 1999), pages 1 et 2.

hydroélectrique offerte au marché. Il est cependant prévisible qu'un tel régime obligatoire s'établisse dans les prochaines années.

## ANNEXE B.

### LE DÉBIT RÉSERVÉ

Parmi les différents indicateurs des impacts environnementaux d'un projet hydroélectrique, un des plus importants est le débit réservé. Certes, ce critère ne permet pas, à lui seul, d'estimer les impacts d'un projet. La longueur du tronçon court-circuité, la nature et l'étendue des habitats affectés ainsi que le degré auquel le projet empêche les migrations et les déplacements des poissons sont autant de critères essentiels à une telle appréciation, et qui ne peuvent être réduits à la seule question des débits réservés.

Toutefois, cette question mérite une attention particulière dans une réflexion générique sur cette filière. D'une part, il s'agit d'un critère qui se prête à un traitement quantitatif. D'autre part, même si les particularités d'une rivière et d'un projet demeurent importantes, il existe une littérature scientifique d'envergure qui tend à tirer des conclusions générales sur les conséquences écologiques des différents niveaux de débits réservés.

Dans le passé, les exigences du ministère de l'Environnement et de la Faune (MEF) par rapport aux débits réservés requis pour les petites centrales privées ont été minimales<sup>52</sup>. Les débits réservés requis pour les centrales construites sous l'égide de l'APR-91 se résument au tableau suivant<sup>53</sup>

débit réservé	nombre de projets
aucun	20
entre 0 et 1 m <sup>3</sup> /s	12
entre 1 et 4 m <sup>3</sup> /s	16
entre 4 et 8 m <sup>3</sup> /s	1
entre 8 et 12 m <sup>3</sup> /s	1
plus que 12 m <sup>3</sup> /s	1

On constate que 40 % des centrales n'ont aucun débit réservé requis; seulement 6 % des centrales ont des débits réservés plus élevés que 4 m<sup>3</sup>/s. Comme nous le verrons, ces débits sont de loin inférieurs à ceux qui seraient requis pour permettre la qualification de « low impact » selon les critères du LIHI, et donc ne permettraient pas à ces centrales d'avoir accès au marché « d'énergie verte ».

---

<sup>52</sup> À notre connaissance, il n'y a aucun débit réservé applicable aux centrales d'Hydro-Québec.

<sup>53</sup> Source : Piere Dumas, « Bilan environnemental des projets réalisés en vertu de l'APR-91 : Première approximation », Annexe M au mémoire de l'AQPER, Annexe 3.

### **Les critères retenus par le LIHI**

Les critères retenus par le Low Impact Hydropower Institute se basent sur une grille d'analyse extrêmement précise. Tel que noté auparavant, cette approche se base surtout sur la mise en application des lois et règlements en vigueur aux États-Unis ainsi que sur les recommandations émises par les différentes procédures administratives et judiciaires auxquelles un projet est assujéti dans les différents États. Cependant, la structure décisionnelle prévoit également la situation – plutôt rare – où aucune instance n'aurait été appelée à décider de cet aspect. Dans ce cas, elle précise des critères spécifiques, qui constituent en quelque sorte un critère de dernier recours.

Dans le cas des débits réservés, le critère principal concerne la conformité de la centrale à toute ordonnance émise par un régulateur environnemental à l'égard de :

« flow conditions for fish and wildlife protection, mitigation and enhancement (including in-stream flow, ramping and peaking rate conditions, and seasonal and episodic instream flow variations) for both the reach below the tailrace and all bypassed reaches.<sup>54</sup> »

En l'absence d'une telle ordonnance, le critère de dernier recours précise que les débits doivent être qualifiés de « bons » selon la méthode de Tennant<sup>55</sup>. Quoiqu'il existe d'autres méthodes plus sophistiquées, cette méthode est toujours largement répandue :

La méthode de Montana (aussi appelée la méthode de Tennant, 1976, du nom de son auteur), est l'une des méthodes de détermination des débits réservés les plus anciennes. Néanmoins, c'est encore l'une des méthodes dont l'usage est le plus fréquent aux États-Unis et au Canada.<sup>56</sup>

L'application de la méthode Tennant est simple, ne requérant qu'une seule donnée : le débit moyen annuel. Il s'agit d'une méthode développée pour une région présentant des similitudes climatiques avec le Québec (hivers longs et froids, étés courts et chauds) and dans laquelle les rivières épousent des régimes hydrauliques similaires (forte crue printanière et étiage hivernal prononcé); elle est donc relativement transposable au Québec<sup>57</sup>.

La méthode Tennant divise l'année en deux périodes (avril à septembre, octobre à mars), et qualifie les débits, en proportion au débit moyen annuel, selon huit cotes, de « détérioration grave » (< 10% pour chaque période) jusqu'à « crue » (200 % du débit moyen annuel pour chaque période). La grille complète se trouve dans le prochain tableau :

---

<sup>54</sup> Low Impact Hydropower Institute, *Low Impact Hydropower Certification Program — Certification Criteria*, p. 19.

<sup>55</sup> Il permet également l'utilisation de la méthode d'Aquatic Base Flow, dont l'application est plus exigeante.

<sup>56</sup> Beaudelin et Bérubé, supra note 47, p. 25.

<sup>57</sup> Ibid., p. 35.

Cote d'appréciation	Régime recommandé (% du débit moyen annuel)	
	octobre à mars	avril à septembre
crue ou maximum	200 %	200 %
fourchette optimale	60 à 100 %	60 à 100 %
remarquable	40 %	60 %
excellent	30 %	40 %
bon	20 %	40 %
passable (« fair or degrading »)	10 %	30 %
pauvre ou minimum	10 %	10 %
détérioration grave	< 10 %	< 10 %

L'obtention de la cote « bon » requiert donc un débit réservé égal à 20% du débit moyen annuel pour les six mois d'hiver, et 40% pour les six mois d'été, ce qui implique un moyenne annuelle de 30 % du débit moyen annuel. Ce débit représente donc une approximation utile de l'ordre de grandeur du débit réservé qui serait requis pour qu'une centrale soit admissible à la certification par le LIHI. Il s'agit donc d'une balise importante, dans la mesure où les promoteurs québécois (ou Hydro-Québec en tant qu'acheteur) songent à toucher la prime d'énergie verte sur le marché américain.

### **Le critère Q 2-7**

Le critère Q 2-7 (aussi connu comme 7Q2) se définit comme étant le débit minimum moyen journalier calculé sur sept jours consécutifs, qui serait typiquement observé chaque deuxième année. Tout comme les autres critères d'étiage (ex. 7Q10), il représente un débit minimum qui serait observé sur un cours d'eau dans la période la plus sèche d'une année sèche.

L'utilisation de ce critère a été recommandée par le MEF dans son *Cadre d'analyse des projets de petites centrales hydroélectriques* de 1994. Cependant, la Commission Doyon a été très critique face à son utilisation pour fixer le débit réservé :

« Même si une rivière peut, de façon naturelle, avoir un débit minime, près du seuil critique, pendant une courte période de sept jours, cela ne signifie pas qu'elle pourra s'adapter à un tel débit pendant une bonne partie de l'année.

...

« La méthode Q 2/7 est donc un mode d'évaluation, dont le résultat demeure somme toute peu exigeant quant au débit réservé. Or, la preuve a démontré que ce débit réservé constituera, dans bien des cas, le seul débit qui coulera dans la partie court-circuitée de la rivière pendant une bonne partie de l'année; si un tel débit n'est pas exigé, il est même possible que pas une goutte d'eau ne circule dans cette partie de la rivière. » (p. 483)

La Commission avait pris note que le MEF, tout comme Pêches et Océans Canada, s'engageaient à faire une étude exhaustive sur la question, laquelle devait être à la base d'une politique québécoise sur les débits réservés. La Commission recommandait donc au MEF d'attendre l'adoption d'une telle politique avant d'émettre des certificats d'autorisation pour d'autres petites centrales hydroélectriques.



### **L'étude INRS-Eau – Groupe-conseil Génivar**

En mars 1997, une étude a été publiée par l'INRS-Eau et le Groupe-conseil Génivar, à la demande du MEF et de Pêches et Océans Canada, afin de revoir les méthodes existantes pour l'évaluation des débits réservés en tenant compte du contexte québécois,

« puis de proposer une approche à la fois simple d'application, fiable, peu onéreuse et, si possible, uniformisée qui permet de déterminer des débits réservés pour assurer la protection des habitats du poisson dans les rivières du Québec. Il est également souhaitable que cette approche, tout en étant fondée sur des critères écologiques et hydrogéomorphologiques propres aux cours d'eau du Québec, soit exportable dans les autres régions du Canada<sup>58</sup>. »

De toute évidence, il s'agit de l'étude non complétée dont faisait état la Commission Doyon.

L'étude INRS-Eau / Génivar passe en revue une dizaine de méthodes de détermination des débits réservés, évaluant pour chacun ses implications pour chacune des périodes représentant des phases critiques du cycle vital des différentes espèces cibles de poissons dans chaque région écologique. Elle identifie 17 espèces cibles, dont l'omble de fontaine, le saumon atlantique, l'ouananiche, les truites arc-en-ciel et brune, le doré jaune et l'achigan à petite bouche, et tient compte également des autres espèces non ciblées, et identifie des périodes critiques pour chacune. Elle divise le Québec méridional en régions écologiques et hydrologiques, et identifie une quarantaine de rivières témoins, dispersées dans ces différentes régions.

Les données compilées dans cette étude permettent une comparaison quantitative des résultats de l'utilisation de différents critères de débits réservés sur différents cours d'eau au Québec. Le tableau suivant résume quelques données pour les trois rivières mentionnées dans l'étude qui ont des centrales faisant l'objet d'un contrat en vertu de l'APR-91.

rivière	débit en m <sup>3</sup> s requis selon différentes méthodes (période annuelle)			débit réservé des centrales existantes (APR-91)
	QMA 0,30	ABF	Q2-7	
Chaudière	34,3	25,5	12,7	12,5
Portneuf	19,2	42,6	27,2	0
Saint-François	57,4	69,7	46,4	2,0 à 3,0

Le QMA 0,30 représente en moyenne le débit requis pour obtenir une cote de « bon » selon la méthode Tennant, qui, tout comme le ABF, était retenu comme critère de dernier recours par le Low Impact Hydropower Institute. Comme le démontre le tableau, ces deux mesures excèdent de loin le critère Q2-7, utilisé pour fixer le débit réservé dans le cas de la centrale des Chutes de la Chaudière, qui, lui, est néanmoins extrêmement généreux par rapport aux débits réservés appliqués aux autres projets approuvés dans le cadre de l'APR-91.

<sup>58</sup> Ibid., p. 2.

L'étude d'INRS-Eau / Génivar conclut que, pour l'année entière considérée comme un tout, le débit réservé le plus approprié est le 0,5 QMA, soit la moitié du débit moyen annuel, lequel équivaut à la cote « excellent » de la méthode de Tennant<sup>59</sup>. L'étude est particulièrement critique face à l'utilisation du critère Q2-7 :

« Il ressort également ... que les débits réservés basés sur des statistiques d'étiage (c'est-à-dire le 7 Q 2 [« Q 2-7 »], le 7 Q 10 et 10 Q 5) sont, dans la majorité des cas, très faibles. ... Ces débits sont, par conséquent, susceptibles d'être trop sévères pour le maintien de conditions favorables pour les poissons et il n'est pas recommandé de les utiliser comme référence pour fixer les normes de protection des espèces et de leurs habitats<sup>60</sup>. »

Elle démontre également l'insuffisance de la méthode Aquatic Base Flow (ABF) dans le contexte particulier du Québec :

« [L]e [débit] 0,25 QMA est un débit réservé couramment utilisé dans les provinces maritimes, où il offre un degré de protection des habitats du poisson comparable à d'autres types de débits réservés, tels l'ABF [Aquatic Base Flow] et la méthode du Montana [Tennant]. La présente étude tend toutefois à démontrer que ce débit serait trop contraignant pour les poissons dans les rivières du Québec, vraisemblablement en raison du fait que le climat y est plus continental et que le régime hydrologique des rivières y est quelque peu différent. En effet, dans les provinces maritimes, l'hiver est un peu moins rigoureux et les étiages en cette saison, moins prononcés<sup>61</sup>. »

Cette étude suggère donc que même les débits réservés de dernier recours du LIHI seraient insuffisants pour garantir la libre circulation des poissons au Québec et l'accomplissement des diverses phases de leur cycle de vie. Le débit réservé défini par le critère Q2-7, qui représente en fait le débit le plus généreux utilisé dans le cadre de l'APR-91, serait encore plus insuffisant.

---

<sup>59</sup> L'étude traite le 0,3 QMA et le 0,5 QMA comme deux critères distincts, même s'ils ne sont que deux aspects saisonniers de la méthode Tennant. Elle reconnaît également l'unicité de chaque rivière et chaque projet d'aménagement.

<sup>60</sup> Ibid., p. 44.

<sup>61</sup> Ibid.

## ANNEXE C.

### L'ANALYSE MULTICRITÈRE D'AIDE À LA DÉCISION (AMCAD)

Comme nous l'avons déjà noté, le processus que nous proposons ressemble largement à un processus d'analyse multicritère d'aide à la décision. L'AMCAD a l'avantage de permettre une comparaison de plusieurs projets ou options en fonction d'un grand nombre de considérations, et ce sans avoir à les réduire à une seule variable (p. ex. : « ¢/kWh »).

Cette méthode n'est pas nouvelle, et nous avons déjà dans plusieurs publications précédentes, suggérés qu'elle s'apprête particulièrement bien à la planification intégrée des ressources dans le contexte québécois, où les impacts environnementaux sont moins faciles à quantifier qu'ils peuvent l'être là où l'enjeu est limité aux émissions atmosphériques.

De plus, l'AMCAD a déjà été utilisé au Québec pour plusieurs processus décisionnels relativement aux ressources naturelles, y compris par Hydro-Québec.

L'application d'un processus d'AMCAD chez Hydro-Québec est documentée dans un texte présenté en mai 1996 au congrès de l'Association canadienne d'électricité.<sup>62</sup> Dans ce cas, Hydro-Québec étudiait les choix qui s'offraient à elle de variantes d'un projet hydroélectrique nommé le complexe Kipawa. Ce projet pouvait, selon les 6 scénarios étudiés, produire environ 115 à 200 MW, coûter environ 4,1 à 8,6 ¢/kWh et engendrer des impacts environnementaux de différentes nature et ordres.

Le processus d'évaluation des différents scénarios à requis trois grandes étapes :

- D'abord, les analystes ont proposé des critères d'analyse pouvant représenter le plus grand nombre d'impacts et de considérations économiques et environnementales possibles (voir tableau 1 ci-après),
- Ensuite, ils ont associé à ces critères tantôt des données objectives (ex. : 4.2¢/kWh, 69km<sup>2</sup> d'inondations, etc.), tantôt des perceptions subjectives (ex. : modification aux usages du territoire : 1 sur 5 (« très peu »), sécurité des installations : 2 sur 5 (« très bon »)) (voir tableau 2 ci-après).

---

<sup>62</sup> Brunelle, Christine (Hydro-Québec) et D'avignon, Gilles R. (Université Laval), « A multicriteria approach to optimizing the development of various hydroelectric project alternatives according to their technical, economic and environmental aspects », texte présenté au congrès du Canadian Electricity Association 1996 Conference, session on new analysis techniques intended for use by operating personnel and planners, mai 1996.

- Enfin, ils ont transformé ces données brutes en valeurs sur des échelles de 1 à 5 (voir tableau 3 ci-après).

Ainsi, on pouvait comparer, sur une échelle ultime de 1 à 5, chaque option sur la base de chaque considération. Dans le cas d'Hydro-Québec, les résultats ont été présentés aux décideurs qui, sur la base de leurs préoccupations et sensibilités, ont pris la décision ultime et choisis l'« alternative 1 ».

Tableau 1. Critères proposés par les analystes d'Hydro-Québec pour l'analyse des options du complexe Kipawa

OBJECTIVES		CRITERIA	INDICATORS	
STRATEGIC ISSUES	TARGET ASPECTS			
ELECTRICITY SUPPLY	COMPETITIVE-NESS	C1. Overall cost	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cost price</li> </ul>	
		C2. Flexibility	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Execution times</li> <li>• Possibility of later development of residual potential</li> </ul>	
	RELIABILITY OF SUPPLY	C3. Stability of the regional distribution	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installed capacity of new generating station</li> </ul>	
ENVIRONMENTAL AND SOCIAL RESPONSIBILITY	SUSTAINABLE DEVELOPMENT	C4. Integrity of watersheds	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Land and aquatic areas flooded</li> <li>• Water courses affected (number, length and flow)</li> </ul>	
		C5. Protection and preservation of habitats and flora and fauna species	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Number of fauna habitats</li> <li>• Number of species threatened or vulnerable</li> <li>• Number of territories with special status</li> </ul>	
		C6. Optimization of newly created habitats	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Average monthly flow</li> <li>• Discharges (number, flow and duration)</li> <li>• Average annual and interannual water level variation</li> </ul>	
		C7. Modifications of land use	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Number of outfitters</li> <li>• Scope of use (cottage leases)</li> <li>• Number of significant tourist attractions or sites of specific activities</li> <li>• Number of known archeological sites</li> <li>• Area of current Aboriginal lands and of lands claimed</li> <li>• Mercury discharge potential, because of its effect on fishing and diet</li> </ul>	
		C8. Gains and losses resulting from current or potential exploitation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Forestry</li> <li>• Mining grants</li> <li>• Tourist development project</li> <li>• Outfitters and vacation homes</li> <li>• Roads</li> </ul>	
		C9. Local economic spin-offs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Payroll and local purchases of goods</li> </ul>	
		C10. Management of Rivière des Outaouais basin	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Number of times existing constraints exceeded</li> <li>• Production gains</li> </ul>	
		SAFETY	C11. Safety of installations	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impact of the project on flood risk</li> </ul>


Tableau 2. Résultats de la ceuillette des données

TARGET ASPECTS	CRITERIA / INDICATORS		ALTERNATIVES					
			ALTERNATIVE 1	ALTERNATIVE 2	ALTERNATIVE 3	ALTERNATIVE 4	ALTERNATIVE 5	ALTERNATIVE 6
Competitiveness	C1. Overall cost	Cost price (1984 \$/kWh)	4.2	4.1	4.2	4.1	4.8	8.6
	C2. Flexibility	Ease of obtaining government authorizations (1 - easy, 5 - difficult)	1	2	3	3	3	5
		Possibility of developing residual potential of the Dumoine River (1 - easy, 5 - difficult)	2	3	3	3	3	3
Reliability of supply	C3. Stability of the regional distribution system	Power (MW)	114	136	137	136	136	201
Sustainable development	C4. Integrity of water sheds	Area flooded (km <sup>2</sup> )	None	None	5	130	60	618
		Main rivers with modified flow	None	Dumoine, Kipawa, Pin Blanc	Dumoine, Kipawa, Pin Blanc	Dumoine, Kipawa, Pin Blanc	Dumoine, Kipawa, Pin Blanc	Dumoine, Kipawa, Pin Blanc, de l'Original, Beauchesne
	C5. Protection and preservation of habitats and flora and fauna species	Spawning areas (no.)	1	10	11	15	11	25
		Other terrestrial and semi-aquatic habitats (no.)	0	0	3	4	2	9
		Ecological reserve (no.)	0	0	0	1	0	1
	C6. Optimization of newly created habitats	Interannual water level variation (m)	2.14	2.14	2.87	2.14 (Kipawa) 8.0 (Butney)	2.14 (Kipawa) 18.0 (Butney)	2.14 (Kipawa) 13.4 (Butney) 18.0 (des Loups)
		Average annual water level (m)	0.58	0.41	0.78	0.79 2.67	0.83 5.51	-
		Spills (no.)	110	111	100	80	82	-
	C7. Modification of land use (1 - very little, 5 - much)		2	3	3	4	3	5
	C8. Gains and losses resulting for current or potential operation (1 - excellent, 5 - poor)		1	1	2	4	3	5
C9. Local economic spin-offs (millions of \$)		48	59	59	79	80	> 80	
C10. Management of the Rivière des Outaouais basin (1 - easy, 5 - difficult)		4	4	3	2	2	1	
Safety	C11. Safety of installations (1 - excellent, 5 - poor)		2	3	3	2	2	2

Tableau 3. Résultats de l'analyse des options du complexe Kipawa

TARGET ASPECTS	CRITERIA	ALTERNATIVES					
		ALTER-NATIVE 1	ALTER-NATIVE 2	ALTER-NATIVE 3	ALTER-NATIVE 4	ALTER-NATIVE 5	ALTER-NATIVE 6
Competitiveness	C1. Overall cost	2	2	2	2	3	5
	C2. Flexibility	1	2	3	3	3	5
Reliability of supply	C3. Stability of the regional distribution system	1	1	1	1	1	1
Sustainable development	C4. Integrity of the watersheds	1	2	2	4	3	5
	C5. Protection and preservation of habitats and flora and fauna species	1	2	3	4	3	5
	C6. Optimization of newly created habitats	1	2	2	3	4	5
	C7. Modification of land use	2	3	3	4	3	5
	C8. Gains and losses resulting from current or potential operations	1	1	2	4	3	5
	C9. Local economic spin-offs	3	3	3	2	2	1
	C10. Management of the Rivière des Outaouais basin	4	4	3	2	2	1
Safety	C11. Safety of installations	2	3	3	2	2	2

Measurement scale: 1) excellent 2) good 3) acceptable 4) weak 5) poor

 : Dominant

*Les tableaux précédents sont tirés directement de Brunelle, Christine (Hydro-Québec) et D'Avignon, Gilles R. (Université Laval), « A multicriteria approach to optimizing the development of various hydroelectric project alternatives according to their technical, economic and environmental aspects », texte présenté au congrès annuel 1996 de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), session on new analysis techniques intended for use by operating personnel and planners, mai 1996.*

Le choix des indicateurs spécifiques utilisés dans ce processus interne à Hydro-Québec sont sujets à débat. Néanmoins, le processus choisi est très semblable à celui que nous préconisons dans la partie II ci-dessus. Les seules différences sont que, d'une part, nous proposons d'utiliser cette approche pour comparer différents projets distincts plutôt que différentes variantes d'un même projet et, d'autre part, nous remplaçons le décideur Hydro-Québec par un comité de personnes ayant des perspectives différentes. Cette dernière différence assurera que les choix ultimes seront pris sur la base de l'intérêt public et non de l'intérêt du seul entreprise d'État.