

**A-99-02**

**R-3410-98**

**14 décembre 1999**

---

**PRÉSENTS :**

M. André Dumais, B. Sc. A.

M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), M.B.A.

M. François Tanguay

Régisseurs

---

***Demande d'avis sur les modalités de mise en œuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro-Québec***

---

La liste des intervenants et des parties intéressées apparaît à la page suivante

**Liste des intervenants :**

- Action Réseau Consommateur et Fédération des associations coopératives d'économie familiale du Québec (ARC/FACEF)
- Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER)
- Association québécoise des énergies renouvelables et le Centre pour la finance et la technologie durable (AQER/CFTD)
- Boralex inc. (Boralex)
- Coalition Eau Secours! et le Réseau Québécois des groupes écologistes (Eau Secours!/RQGE)
- Conseil de bande de la Communauté montagnaise Essipit (Essipit)
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME/UDD)
- Groupe STOP et la Coalition Verte
- Hydro Projet–Minganie–Sept-Rivières
- Indufina Industrielle et Financière Holding Genève S.A. (Indufina)
- Le Centre d'études réglementaires du Québec et la Confédération des syndicats nationaux et le Syndicat professionnel des scientifiques de l'IREQ (CERQ/CSN/SPSI)
- Option Consommateurs et Association des consommateurs du Québec (OC/ACQ)
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE)
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)
- Société hydroélectrique la Régionale Angliers inc. et Société hydroélectrique la Régionale Port-Cartier inc. (La Régionale)
- Syndicat des employés et employées d'Hydro-Québec (SCFP/FTQ)
- Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec (SPIHQ)

**Ont déposé des observations :**

- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ)
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIE/AIFQ)
- Fédération québécoise de la faune (FQF)
- Fédération québécoise pour le saumon atlantique (FQSA)
- Hydro-Québec
- Parti Québécois, Comité national sur l'environnement et le développement durable (CNEDD)
- Ville de Dolbeau-Mistassini

## **AU MINISTRE DES RESSOURCES NATURELLES**

Conformément à l'article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie <sup>1</sup>,

En réponse aux lettres des 11 juin et 7 juillet 1998 de M. Guy Chevrette, alors ministre d'État des Ressources naturelles, demandant l'avis de la Régie de l'énergie relativement à la taille de la quote-part à réserver à la filière hydroélectrique privée, à la période de temps au cours de laquelle cette quote-part devrait s'échelonner et au prix d'achat socialement acceptable, nous vous soumettons l'avis de la Régie de l'énergie à la suite de l'audience publique tenue du 1<sup>er</sup> au 22 juin 1999.

Montréal, le 14 décembre 1999

André Dumais  
Régisseur

Anthony Frayne  
Régisseur

François Tanguay  
Régisseur

---

<sup>1</sup> L.R.Q., chapitre R-6.01.

## TABLE DES MATIERES

<b>Sommaire .....</b>	<b>6</b>
<b>1. Introduction.....</b>	<b>10</b>
1.1. Le mandat.....	10
1.2. La démarche et ses limites.....	11
1.3. Le contexte énergétique.....	14
<b>2. La justification d'une quote-part .....</b>	<b>23</b>
2.1. Le concept d'une quote-part.....	23
2.2. La relance de l'industrie .....	26
<b>3. La valeur de la petite production privée hydroélectrique.....</b>	<b>31</b>
3.1. L'approche à retenir.....	31
Le prix à l'exportation.....	33
Le coût évité.....	36
3.2 La base de calcul du coût évité .....	39
Le coût de l'efficacité énergétique .....	40
Le tarif de fourniture.....	40
Le coût du dernier projet.....	41
Le coût des prochains projets.....	42
3.3. L'estimation du coût évité des prochains projets.....	43
Le coût des prochains projets.....	44
Les coûts de transport.....	46
L'indexation .....	49
3.4. Les ajustements nécessaires pour établir le coût évité.....	53
Les coûts de transformation.....	53
Les coûts d'intégration.....	53
La contribution à la pointe.....	54
3.5. Les avantages pour la société .....	59
Les Recettes gouvernementales.....	60
Les emplois .....	65
Les autres avantages pour la société .....	68
3.6. Opinion de la Régie sur la valeur de la production privée .....	71

---

<b>4. La quote-part.....</b>	<b>73</b>
4.1. Les coûts de production des producteurs privés .....	73
4.2. La taille d'une quote-part.....	79
4.3. Un appel d'offres concurrentiel.....	84
4.4. La segmentation de la quote-part.....	86
4.5. La durée d'un programme.....	89
<b>5. Les modalités d'implantation .....</b>	<b>92</b>
5.1. Les processus suggérés .....	92
5.2. L'élimination des sites publics inacceptables .....	95
5.3. La sélection des promoteurs et des projets.....	96
5.4. Le rôle des autorités responsables.....	103
5.5. Les critères de sélection .....	106
5.6. La classification des rivières .....	109
<b>6. Conclusion.....</b>	<b>111</b>
<b>7. Liste des observations .....</b>	<b>113</b>
<b>8. Liste des recommandations .....</b>	<b>115</b>
<b>9. Liste des tableaux.....</b>	<b>120</b>
<b>10. Liste des schémas .....</b>	<b>121</b>
<b>11. Le cheminement de l'avis A-99-02.....</b>	<b>122</b>

## SOMMAIRE

Le 11 juin 1998, le ministre d'État des Ressources naturelles soumet à la Régie une demande d'avis concernant les modalités de mise en œuvre de la contribution de la filière de la petite production privée hydraulique au plan de ressources d'Hydro-Québec. Le ministre d'État demande de spécifier la taille de la quote-part à réserver à cette filière, d'indiquer sur quelle période de temps une telle quote-part devrait s'échelonner et de donner un avis sur le prix d'achat socialement acceptable.

La Régie a convoqué une audience publique qui s'est déroulée à Montréal du 1<sup>er</sup> au 22 juin 1999. Il y avait 24 participants à la cause, dont 17 intervenants et 7 qui ont déposé des observations. Ceux-ci provenaient des milieux des producteurs d'électricité, des consommateurs, des groupes environnementaux et des syndicats.

Même si l'exercice a permis aux participants de faire connaître leurs points de vue, la Régie désire souligner les contraintes auxquelles elle a été confrontée au cours de son mandat. Premièrement, Hydro-Québec, l'acheteur potentiel de l'électricité qui serait produite dans le cadre d'une éventuelle quote-part, ayant retiré sa demande d'intervenant pour choisir le statut d'observateur, n'a fourni qu'un minimum d'éclaircissements à la Régie, qui, pour l'essentiel, font référence à son Plan stratégique 1998-2002. Entre autres, Hydro-Québec s'est abstenue de se prononcer sur les questions touchant la production de l'électricité, et ce, même si ce sujet est au cœur du dossier actuel.

Deuxièmement, comme le gouvernement n'a pas approuvé le règlement qui aurait permis à la Régie d'analyser et d'approuver un plan de ressources, elle se trouve confinée à donner un avis sans avoir une image complète du paysage énergétique dans lequel la petite production privée hydroélectrique (PPPH) pourrait s'intégrer.

Malgré ces limites, la Régie considère que les informations présentées en preuve sont suffisantes pour lui permettre de proposer les orientations à suivre dans ce dossier tout en reconnaissant que des données plus précises seront requises pour arrêter les paramètres définitifs, notamment les tarifs d'achat, d'un programme de mise en œuvre de la contribution de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro-Québec.

Selon certains intervenants, il n'y a pas lieu de proposer une quote-part, car la filière de la PPPH ne respecte pas les conditions de base pour une telle approche. D'autres intervenants réclament par contre le besoin d'une quote-part à cause de la position dominante d'Hydro-Québec dans le secteur électrique au Québec et de l'urgence de relancer l'industrie.

Tout en reconnaissant que la filière ne respecte pas certaines conditions souvent invoquées pour adopter une telle approche, la Régie juge qu'il est utile de considérer la mise en place d'une quote-part dans le cas présent étant donné la structure actuelle du marché de l'électricité au Québec et les caractéristiques particulières de la filière.

Certains intervenants estiment qu'une quote-part n'est pas justifiée, puisque, selon eux, il n'y a pas de besoins additionnels en électricité au Québec, et que toute production supplémentaire serait écoulee sur les marchés d'exportation. Par contre, il y a un consensus qui se dégage à l'effet que les prix à l'exportation sont à la fois trop bas et trop volatiles pour permettre actuellement le développement de l'industrie, surtout lorsque l'on tient compte des tarifs de transport applicables. En contre partie, d'autres participants soulignent que le Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec prévoit une certaine croissance à long terme de la demande québécoise qui exige de nouvelles sources d'approvisionnement à un horizon correspondant à peu près à celui des mises en service prévues pour des centrales réalisées dans le cadre d'une quote-part.

En tenant compte de cette croissance anticipée, la Régie considère que l'électricité produite servira à satisfaire la demande additionnelle à l'horizon correspondant au délai de réalisation de la quote-part. Elle conclut donc que la valeur de l'électricité fournie doit être établie en fonction du coût évité d'Hydro-Québec. Celui-ci doit être basé sur le coût des nouveaux projets de production qui pourraient être requis pour satisfaire les besoins québécois. En l'absence de données d'Hydro-Québec, la Régie utilise à cet égard des données présentées par l'AQPER sur les coûts du projet Bas Churchill et rendues publiques par le gouvernement de Terre-Neuve, le partenaire d'Hydro-Québec dans ce projet.

La Régie croit, comme le propose l'AQPER, que les coûts du projet devraient inclure les coûts du transport requis pour acheminer la production aux centres de consommation. L'AQPER estime le coût du projet Bas Churchill à 4,4 ¢/kWh exprimé en dollars de 1998 sous la forme d'une annuité croissante à un taux de 1,5 %. À ce coût, il faut apporter des ajustements pour la taxe foncière payée par les producteurs privés et qu'Hydro-Québec n'a pas à payer ainsi que pour certaines pertes de transformation évitées par la production privée.

De plus, pour estimer le coût évité par les petites centrales, il faut apporter d'autres ajustements qui peuvent varier d'une centrale à l'autre. Ces ajustements ont trait, entre autres, à la contribution attendue à la pointe et aux coûts d'intégration de la filière de la petite hydraulique au réseau d'Hydro-Québec. Typiquement, les petites centrales au fil de l'eau ne peuvent pas faire la même contribution à la pointe qu'un projet comme le Bas Churchill qui bénéficie de réservoirs importants.

Selon l'AQPER, sur une puissance installée de 300 MW, 177 MW pourraient être livrés en période de pointe. La Régie en conclut que la valeur de la production de la quote-part demandée serait moindre que celle du projet ayant servi à établir le coût évité. Ceci découle du fait que la Régie ne retient pas l'hypothèse présentée par l'AQPER à l'effet qu'Hydro-Québec aura un surplus de puissance disponible pour satisfaire les besoins de pointe et ce, parce que la preuve soumise à cet égard n'est pas probante.

Tenant compte de tous les ajustements requis et à partir des informations déposées en preuve, la Régie estime que le coût évité par une petite centrale typique serait probablement inférieur à 4 ¢/kWh. Une estimation plus précise exigerait des données plus récentes et plus définitives sur le coût marginal à long terme d'Hydro-Québec.

En plus d'éviter des coûts pour Hydro-Québec, la PPPH pourrait générer des revenus additionnels pour le gouvernement, provenant des redevances hydrauliques et des impôts sur le revenu des sociétés. Hydro-Québec est exemptée de payer ces redevances et ces impôts. La Régie considère qu'elle n'a pas à se prononcer sur le régime fiscal du Québec; néanmoins, si le gouvernement veut encourager la PPPH au Québec, il pourrait, pour des raisons d'équité, tenir compte des redevances et des impôts sur les bénéfices payés par les producteurs privés.

Un prix plafond qui reflète les coûts évités par la production privée et qui tient compte des ajustements que le gouvernement pourrait vouloir apporter pour tenir compte des revenus additionnels générés pour le gouvernement, se situerait à environ 4,5 ¢/kWh pour un projet typique ayant les caractéristiques du bloc de 300 MW proposé par l'AQPER.

Pour fixer la taille de la quote-part, la Régie compare ce prix de référence aux estimations présentées par l'AQPER concernant les coûts de production des petites centrales. La méthodologie utilisée par l'AQPER est cohérente avec celle ayant servi à estimer les coûts du Bas Churchill et selon ses estimations, 114 MW pourraient être installés à un coût unitaire égal ou inférieur à 4,5 ¢/kWh. Étant donné l'imprécision possible dans les estimations et pour donner une marge de manœuvre aux décideurs, la Régie recommande une quote-part de 150 MW.

Bien que la Régie ne fonde pas sa recommandation d'établir une quote-part pour la production privée sur la nécessité de relancer l'industrie, elle croit qu'une quote-part de la taille recommandée serait suffisante pour maintenir la masse critique chez un certain nombre de fournisseurs reliés à l'industrie.

La Régie propose que le prix à payer soit déterminé par un processus d'appel d'offres concurrentiel sujet à un prix plafond. Le prix moyen payé devrait donc être inférieur à 4,5 ¢/kWh.

Quant aux modalités de mise en place d'une quote-part, deux intervenants ont proposé des processus complets et détaillés. Il y a consensus chez les participants à l'effet qu'un rôle prédominant revient au ministère des Ressources naturelles (MRN) qui serait responsable d'identifier les sites acceptables du domaine public, d'octroyer les sites publics et d'organiser l'appel d'offres concurrentiel.

La Régie recommande aussi que les sites publics jugés inacceptables pour des raisons environnementales soient éliminés très tôt dans le processus. La Régie est d'avis que les projets devraient être choisis dans le cadre d'un seul appel d'offres regroupant tous les projets, qu'ils soient situés sur des sites publics, semi-publics ou privés. La sélection finale devrait se faire à partir de critères portant sur le prix, l'intégration du projet dans le milieu naturel et humain, les qualifications du promoteur ainsi que la participation des communautés locales et les retombées dans le milieu.

Pour assurer l'objectivité et une meilleure représentativité des intérêts dans le processus de sélection des projets, la Régie recommande le recours à un comité de sélection, présidé par le MRN et composé majoritairement d'experts externes issus des domaines associés à la grille de sélection des appels d'offres.

## 1. INTRODUCTION

### 1.1 LE MANDAT

Le 11 juin 1998, le ministre d'État des Ressources naturelles soumet à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 42 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la Loi), une demande d'avis concernant les modalités de mise en œuvre de la contribution de l'hydroélectricité privée au plan de ressources d'Hydro-Québec.

Le ministre d'État demande à la Régie de lui spécifier la taille pour une quote-part à réserver à cette filière, de lui indiquer sur quelle période de temps une telle quote-part devrait s'échelonner et de lui donner un avis sur le prix d'achat qui serait socialement acceptable pour cette forme d'énergie<sup>3</sup>.

Pour le ministre d'État, une telle quote-part devrait être suffisamment importante pour relancer et soutenir des fournisseurs de biens et services. De plus, le prix d'achat retenu par la Régie devrait prendre en considération les apports fiscaux tirés de l'exploitation de ces installations qui, lorsqu'elles sont érigées sur le domaine public, peuvent être récupérées sans frais par le gouvernement à l'échéance du bail.

Conformément à l'article 25 de sa loi, la Régie a convoqué une audience publique et elle a procédé en trois phases. Dans un premier temps, elle a invité les parties intéressées à lui faire parvenir leur demande de statut d'intervenant, conformément aux dispositions des chapitres III et VII de son *Règlement sur la procédure*<sup>4</sup> (le Règlement), et elle leur a demandé de lui soumettre leurs observations sur le calendrier suggéré de même que leurs commentaires sur les questions à débattre proposées<sup>5</sup>.

La Régie a reçu 20 demandes de participation et 4 avis d'intention de la part de parties intéressées à soumettre des observations au sens de l'article 11 de son *Règlement sur la procédure*. Certaines demandes de participation incluaient des demandes d'autorisation de frais préalables.

Dans sa décision D-99-19 du 12 février 1999, la Régie a reconnu le statut d'intervenant à 19 demandeurs et a pris acte du dépôt d'observations écrites annoncé par 4 parties intéressées. Alors que le 1<sup>er</sup> décembre 1998, Hydro-Québec demandait le statut d'intervenant, elle a amendé le 20 janvier 1999 sa demande initiale, déposée en vertu de l'article 8 du Règlement, pour indiquer qu'elle déposerait uniquement des observations écrites, tel que prévu à l'article 11 du

---

<sup>2</sup> L.R.Q., chapitre R-6.01.

<sup>3</sup> Lettre du ministre d'État des Ressources naturelles au président de la Régie de l'énergie, 11 juin 1998.

<sup>4</sup> (1998) 7 G.O. II, page 1244 et s. (art.26).

<sup>5</sup> Décision procédurale D-98-114, 17 novembre 1998.

Règlement. Toutefois, considérant qu'Hydro-Québec devra, le cas échéant, assumer le remboursement des frais de participation des intervenants dans la présente cause, la Régie a ordonné aux participants de lui faire parvenir copie de tous les documents déposés.

Dans une seconde phase, les intervenants ont soumis, selon le calendrier établi, leur mémoire, leurs demandes de renseignement ou de précisions et leurs réponses aux demandes. Cette phase s'est terminée en mai 1999. Par la suite, la Régie a entrepris l'audition de la preuve dans le cadre de l'audience publique qui s'est déroulée à Montréal du 1<sup>er</sup> au 22 juin 1999. Les argumentations finales ont été déposées le 12 juillet 1999.

## **1.2 LA DÉMARCHE ET SES LIMITES**

L'article 42 de la Loi de la Régie dispose que « (...) la Régie donne avis au ministre sur toute question qu'il lui soumet en matière énergétique ou, de sa propre initiative, sur toute question qui relève de sa compétence ». Dans sa lettre du 11 juin 1999, le ministre d'État pose des questions précises et demande à la Régie de déterminer, entre autres, la taille de la quote-part et les modalités de mise en œuvre de la contribution de cette filière au plan de ressources d'Hydro-Québec.

Hydro-Québec a choisi elle-même le rôle d'observateur et, par conséquent, sa participation a été limitée. La Régie a accepté la demande d'Hydro-Québec tout en se réservant le droit de lui poser des questions en temps opportun. Tant dans ses observations écrites que dans ses réponses aux questions de la Régie, Hydro-Québec a réduit au minimum sa contribution au débat, se contentant souvent de citer des orientations ou de rappeler des données contenues dans son Plan stratégique 1998-2002. Ce choix d'Hydro-Québec a fortement limité la disponibilité d'informations relatives à plusieurs aspects importants du dossier, notamment en ce qui a trait aux besoins futurs du Québec en électricité et au coût des projets futurs d'Hydro-Québec.

De même, la Régie doit tenir compte dans le présent avis que le gouvernement ne s'est pas prononcé sur l'avis A-98-01 portant sur les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité d'Hydro-Québec. Dès lors, il importe de rappeler dans le présent document que toutes discussions et références aux coûts de production du distributeur doivent être considérées sous ces limitations.

La Régie désire également rappeler au ministre que l'exécution de son mandat a été sujet à certaines contraintes qui ont limité d'autant l'étendue de l'analyse et de la preuve soumise par les intervenants. En effet, tel que prévu à l'article 72 de la Loi, la Régie doit approuver le plan de ressources d'Hydro-Québec. Cependant,

tant qu'un règlement fixant la forme, la teneur et la périodicité dudit plan n'aura pas été approuvé par le gouvernement, la Régie se retrouve en fait dans une situation où elle fournit un avis sur certains éléments qui devraient composer le plan de ressources, sans pour autant en avoir cerné tous les paramètres.

Ainsi la Régie doit s'assurer, en l'absence d'un plan de ressources approuvé, que toute décision ou avis qui pourrait avoir un impact sur un éventuel plan de ressources soit pris sans préjudice à l'exercice de ses compétences et à la planification future d'Hydro-Québec ou de tout autre distributeur d'énergie réglementé par la Loi.

La Régie rappelle qu'elle a mis en place un comité aviseur sur la planification intégrée des ressources (PIR) auquel participaient certains intervenants entendus lors de la présente cause. Comme les experts du RNCREQ le soulignent dans leur témoignage, ce comité aviseur a conclu de façon unanime que :

*« La planification intégrée des ressources a pour objectif de définir l'ensemble optimal des ressources permettant d'offrir les services énergétiques requis au plus bas coût social à long terme<sup>6</sup>. »*

D'ailleurs, l'absence d'un plan de ressources du distributeur Hydro-Québec et d'une démarche de planification intégrée des ressources limite, selon plusieurs intervenants, l'intervention de la Régie.

Ainsi, le ROEE soumet que procéder à une telle audience avant que n'ait été mis en place le processus de planification intégrée des ressources empêche d'avoir la vue d'ensemble nécessaire afin d'établir en toute connaissance de cause une éventuelle quote-part pour la petite production hydraulique d'électricité<sup>7</sup>.

Selon ARC/FACEF, « (...) tout nouveau projet de production qu'il soit du côté de l'offre ou de la gestion de la demande ne devrait voir le jour qu'une fois qu'ont été bien définis les besoins énergétiques à combler et leur utilisation finale. Les projets permettant de rencontrer les besoins identifiés devraient ensuite être étudiés sur un pied d'égalité une fois intégrées leurs externalités propres. »<sup>9</sup> cet intervenant considère qu'il est prématuré et injustifié de fixer une quote-part dans le contexte actuel compte tenu des nombreuses informations de base absentes au dossier, particulièrement des données relatives à la justification énergétique de nouveaux projets et aux coûts marginaux de production et de transport d'Hydro-Québec<sup>10</sup>.

---

<sup>6</sup> RNCREQ, rapport d'expert de Philip Raphals et Philippe Dunsky, page 3. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites)

<sup>7</sup> ROEE, mémoire, page 3.

<sup>9</sup> ARC/FACEF, réponses aux demandes de renseignements, page 3.

<sup>10</sup> ARC/FACEF, argumentation finale, page 12.

Pour le RNCREQ, étant donné l'absence de preuve quant à l'urgence de procéder et le manque de données requises pour une analyse rigoureuse de la valeur potentielle de la filière des petites centrales hydroélectriques, rien ne justifie l'octroi d'une quote-part à cette filière avant que ne soit entrepris le processus de planification<sup>11</sup>.

Le CERQ/CSN/SPSI recommande à la Régie d'aviser le ministre qu'il ne devrait accorder aucune quote-part à la petite production privée avant qu'une planification à long terme des besoins n'ait été réalisée. Cette façon de faire permettrait de considérer l'ensemble des facteurs pertinents, notamment l'obligation de desservir imposée à Hydro-Québec, la sécurité des approvisionnements, la protection des consommateurs et la protection de l'environnement<sup>12</sup>.

Le CERQ/CSN/SPSI a soutenu que les informations contenues dans le Plan stratégique 1998-2002 étaient insuffisantes d'autant plus qu'elles étaient appelées à être modifiées à court terme. Cette position était également fondée sur le fait qu'il lui avait été impossible d'assigner le président-directeur général d'Hydro-Québec pour obtenir des validations et des confirmations. Cet intervenant en conclut :

*« L'absence d'information pertinente ne permet pas à la Régie de se faire une opinion sur l'un des objets fondamentaux de la présente audience publique, à savoir les besoins en énergie de la clientèle québécoise et leur évolution prévisible et ainsi, il nous apparaît que ce point était capital si la Régie voulait rendre un avis éclairé au ministre<sup>13</sup> ».*

À de nombreuses reprises, l'AQPER a répété qu'elle ne s'oppose aucunement au processus de planification intégrée des ressources et qu'au contraire, elle le favorise.<sup>14</sup> En d'autres termes, si le processus de la PIR se réalisait, « (...) la différence marquée d'impacts négatifs par rapport aux projets de moyenne et grande taille ne manquera pas de se refléter par le calcul d'externalités en faveur des petits projets<sup>15</sup> ». L'AQPER ne croit pas cependant que ce processus puisse être complété en temps utile pour relancer une industrie qui est sur le point de s'éteindre.

La Régie partage cette opinion et, comme elle l'a fait pour l'avis A-98-02 sur la place de l'énergie éolienne dans le plan de ressources d'Hydro-Québec, elle émet son avis en insistant sur les limites imposées par les circonstances indiquées précédemment.

<sup>11</sup> RNCREQ, mémoire, page 5.

<sup>12</sup> CERQ/CSN/SPSI, argumentation finale, page 16.

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

<sup>14</sup> AQPER, argumentation finale, page 18.

<sup>15</sup> AQPER, mémoire, page 42.

Comme l'ont indiqué la grande majorité des intervenants, l'établissement d'une quote-part devrait idéalement se faire dans le cadre d'un plan de ressources. Toutefois, le Gouvernement a choisi de demander un avis à la Régie sur la question d'une quote-part pour la petite production hydraulique avant d'autoriser un règlement qui aurait amené Hydro-Québec à lui soumettre un plan de ressources pour approbation.

#### **Observation # 1 :**

**Le présent avis est soumis en l'absence d'un plan de ressources approuvé; de plus, les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité d'Hydro-Québec, au sens de l'article 167 de la Loi, n'ont pas été établies. Le rôle d'observateur choisi par le distributeur a également limité la preuve déposée et ainsi privé les participants de certaines données de référence sur les besoins futurs en électricité et le coût marginal d'Hydro-Québec pour les combler.**

### **1.3 LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE**

#### **a) Synthèse de la preuve**

La plupart des interventions présentées devant la Régie concernant le contexte énergétique étaient basées sur les données et les orientations contenues dans le Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec, rendu public en octobre 1997. Ce document comporte des données sur le marché interne et les marchés externes. Plusieurs intervenants, dont le RNCREQ, ont indiqué qu'il était très important de distinguer entre les besoins d'origine interne et ceux provenant d'objectifs de vente sur les marchés externes :

*« Il y a, selon nous, une importance importante à faire au niveau de la planification entre les besoins, pour desservir les besoins québécois, (...) ou les attentes d'exportations. (...) les besoins sont reliés, finalement, à l'obligation de desservir que détient le monopole. Hydro-Québec a l'obligation de fournir l'électricité pour rencontrer les besoins au Québec et donc, il faut prévoir ces besoins et Hydro-Québec a l'obligation d'obtenir les ressources énergétiques nécessaires pour les desservir<sup>16</sup> ».*

Pour plusieurs intervenants, les installations existantes sont suffisantes pour répondre à la demande interne et l'ajout d'équipements servirait uniquement à

---

<sup>16</sup> RNCREQ, Philip Raphals, audience du 1<sup>er</sup> juin 1999, notes sténographiques, volume 1, pages 38-39.

augmenter les quantités destinées à l'exportation. Ces intervenants s'opposaient à l'établissement d'une quote-part. Ils proposaient, souvent dans le cadre d'une position subsidiaire, qu'Hydro-Québec achète l'électricité des producteurs privés et leur verse un prix correspondant aux revenus effectivement obtenus sur les marchés d'exportation. Généralement, ils ne proposent pas de quote-part, ni taille, ni durée.

Malgré l'incertitude entourant l'évaluation précise des besoins énergétiques, la majorité des intervenants, y compris l'AQPER<sup>17</sup> et des promoteurs tels Boralex<sup>18</sup> et le Conseil de bande de la Communauté montagnaise Essipit<sup>19</sup>, ont souligné que la quote-part ne devrait être attribuée que si la croissance des besoins en électricité le justifiait. La présence de besoins constitue une donnée fondamentale qui motive, en premier lieu, l'octroi d'une quote-part.

Le RNCREQ, en se basant sur l'augmentation moyenne de 1,5 % par année de la demande québécoise prévue au Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec<sup>20</sup>, établit « (...) que le parc existant semble être suffisant pour rencontrer les besoins au Québec jusqu'à l'an deux mille huit (2008), à peu près ». Il ajoute que cette date « (...) pourrait être reportée jusqu'à l'an deux mille quinze (2015) ou deux mille seize (2016), selon nos analyses<sup>21</sup> ». Le RNCREQ a indiqué que ce report de plusieurs années était rendu possible grâce à « (...) une capacité d'entreposage interannuelle, au-delà de la réserve intersaisonnière ainsi que de celle requise pour faire face aux aléas de l'hydraulicité et de la demande<sup>22</sup> ». Toutefois, en contre-interrogatoire, le RNCREQ n'a pas pu indiquer de références établissant qu'une telle réserve existait et il a reconnu ne pas disposer de « données réelles » sur le sujet.<sup>23</sup> Par ailleurs, un autre intervenant faisait valoir que :

*« Il serait également inapproprié de comptabiliser la marge de réserve interannuelle comme étant une source de production disponible pour servir la demande interne après que la courbe de l'offre aurait hypothétiquement croisé celle de la demande.*

<sup>17</sup> AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, pages 39-40.

<sup>18</sup> Boralex, Bernard Lemaire, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, page 96.

<sup>19</sup> Conseil de bande de la Communauté montagnaise Essipit, Bernard Cleary, audience du 11 juin 1999, notes sténographiques, volume 8, page 207.

<sup>20</sup> Hydro-Québec, Plan stratégique 1998-2002, page 15. L'expert du CERQ/CSN/SPSI a également établi le taux de croissance de la demande à 1,5% : « Ensuite, on a regardé l'évolution des grands secteurs industriels qui composent le PIM et on se rendait compte que les taux de croissance et les taux de régression étaient extrêmement prononcés, on a établi juste une moyenne puis on s'est dit, un point cinq (1,5 %), c'est assez conservateur mais ça représente tout de même un élément de croissance qui nous apparaît légitime. » CERQ/CSN/SPSI, Carmen Michaud, audience du 22 juin 1999, notes sténographiques, volume 13, page 177.

<sup>21</sup> RNCREQ, Philip Raphals, audience du 1<sup>er</sup> juin 1999, notes sténographiques, volume 1, page 40.

<sup>22</sup> RNCREQ, réponses aux demandes de renseignements, page 24. Voir également RNCREQ, Philip Raphals, audience du 1<sup>er</sup> juin 1999, notes sténographiques, volume 1, pages 261-262.

<sup>23</sup> RNCREQ, Philip Raphals, audience du 1<sup>er</sup> juin 1999, notes sténographiques, volume 1, page 262.

*Une telle marge de réserve interannuelle sert à parer au risque annuel de faible hydraulicité et à maintenir les réservoirs québécois à un niveau satisfaisant<sup>24</sup> ».*

Le ROEE a, pour sa part, indiqué que des besoins pourraient apparaître en 2006, mais que le recours à l'efficacité énergétique permettrait de repousser « (...) à beaucoup plus loin que 2007 la nécessité de construire de nouveaux appareils de production<sup>25</sup> ». La différence de deux ans, soit 2006 pour le ROEE et 2008 pour le RNCREQ, entre les dates auxquelles pourraient apparaître de nouveaux besoins, provient du fait que le ROEE a tenu compte de la réserve énergétique de 5 TWh indiquée dans un document d'Hydro-Québec de 1997<sup>26</sup>. En contre-interrogatoire, un des experts du RNCREQ reconnaissait que si une telle réserve était toujours requise, les besoins apparaîtraient deux ans plus tôt<sup>27</sup>, soit à la même date que celle indiquée par le ROEE.

L'AQPER a également fait valoir dans son mémoire, en s'appuyant aussi sur le Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec, que les besoins de la société d'État étaient considérables, et ce, sans faire de distinction entre la demande d'origine québécoise et celle qui provenait des objectifs de ventes d'Hydro-Québec sur les marchés d'exportation :

*« L'AQPER soumet que la présente audience n'est pas le forum approprié pour discuter de la pertinence ou non pour Hydro-Québec de s'impliquer davantage sur les marchés à l'exportation, décision qui relève plutôt de la politique gouvernementale<sup>28</sup> ».*

Après avoir rappelé des données du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec, l'AQPER a ajouté que :

*« Ces données démontrent de façon éloquente que les besoins de nouveaux apports énergétiques sont donc très élevés et dépassent largement la quote-part proposée par l'AQPER qui, rappelons-le, ne représente dans son ensemble que 1,6 TWh, soit 4 % de ces nouveaux besoins et moins de 1 % de la production totale actuelle d'Hydro-Québec. L'attribution de la quote-part suggérée par l'AQPER serait donc tout à fait justifiée par ces nouveaux besoins<sup>29</sup> ».*

<sup>24</sup> Groupe STOP et la Coalition Verte, argumentation finale, partie B, page 9. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites)

<sup>25</sup> ROEE, rapport d'expert de Martin Poirier, page 7.

<sup>26</sup> ROEE, Martin Poirier, réponses aux demandes de renseignements, page 3. Le document auquel il est fait référence est : Hydro-Québec, *L'équilibre énergétique - Rapport particulier au 31 décembre 1996*.

<sup>27</sup> « (...) si on considérait qu'on avait besoin de surcapacité de quatre ou cinq térawattheures (4-5 TWh), ça avancerait par deux ans à peu près. » RNCREQ, Philip Raphals, audience du 1<sup>er</sup> juin 1999, notes sténographiques, volume 1, page 265.

<sup>28</sup> AQPER, argumentation finale, page 11.

<sup>29</sup> *Ibid.*, pages 14-15. La position de l'AQPER est également indiquée dans la citation qui suit : « Donc ce n'est pas notre rôle de dire à Hydro-Québec : 'tu dois exporter' ou 'tu ne dois pas exporter', on dit (...) 'tu as décidé, par conséquent, que tu as besoin de quarante térawattheures (40 TWh) additionnels, si tu en as besoin, on est là pour te les fournir à un coût, à l'équivalent de ton coût évité' ». AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, pages 98-99.

Pour OC/ACQ, la stratégie commerciale d'Hydro-Québec présentée dans son Plan stratégique 1998-2002 porte essentiellement, sinon exclusivement, sur les objectifs de vente à l'exportation :

*« It would appear that for the foreseeable future, Hydro-Québec's development plan will include capacity which is in place specifically to support export sales<sup>30</sup> ».*

En somme, selon OC/ACQ, la stratégie commerciale d'Hydro-Québec, tout en reconnaissant qu'il existe des besoins au Québec, est orientée presque exclusivement vers le marché externe. Selon leur compréhension, la décision d'Hydro-Québec de construire ou non un projet se fait non pas en fonction de la demande interne mais uniquement en fonction de sa seule rentabilité sur les marchés externes.

Certains intervenants ont limité leur analyse à un horizon relativement court. Ainsi, le CERQ/CSN/SPSI affirme ce qui suit :

*« (...) la puissance installée disponible actuellement pour Hydro-Québec (...) couvre largement les besoins actuels de la clientèle que Hydro-Québec est tenue de desservir en vertu de son mandat; elle couvre également ces besoins au moins jusqu'en 2002 selon un scénario réaliste de la croissance de la demande<sup>31</sup> ».*

De même, le Syndicat des employés et employées d'Hydro-Québec (SCFP/FTQ) a limité son analyse à l'horizon 2002.

Par ailleurs, les délais de réalisation des grands projets hydrauliques sont relativement longs comme l'indique un tableau fourni par le RNCREQ en réponse aux demandes de renseignements. Ainsi, bien que l'étude d'impact du projet Sainte-Marguerite ait été déposée en 1991, la mise en service de la centrale est prévue pour 2001.

L'AQPER soutient dans son argumentation finale que *« (...) même si une quote-part devait être attribuée à la petite production électrique dès cet automne, aucun des projets en découlant ne pourrait être mis en service avant 2003 dans le meilleur des cas. De plus, l'ensemble de ces projets n'entrerait en service qu'à compter de 2006 et ce, pour une période de 20 ans<sup>32</sup> ».*

---

<sup>30</sup> OC/ACQ, rapport d'expert de John Todd, page 6

<sup>31</sup> CERQ/CSN/SPSI, argumentation finale, page 15.

<sup>32</sup> AQPER, argumentation finale, page 15.

Pour sa part, Hydro-Québec, suite à l'invitation de la Régie de lui soumettre ses observations et données factuelles portant, entre autres, sur l'évolution des besoins prioritaires en énergie et en puissance, a indiqué que :

*« (...) , selon les scénarios actuellement envisagés, la petite production hydraulique correspondrait à moins de 1 % des besoins québécois et l'évolution prévisible de ces besoins n'est pas, selon Hydro-Québec, un facteur déterminant pour la réalisation de ces projets<sup>33</sup> ».*

Cette appréciation a également été reprise par un autre intervenant qui a rappelé que la contribution de la petite production hydraulique est relativement peu importante par rapport aux approvisionnements totaux d'Hydro-Québec et *« (...) que le volume potentiel total de cette filière est inférieur à la marge d'erreur prévisionnelle<sup>34</sup> ».*

À cet égard, l'AQPER a soumis à la Régie un document, préparé par Hydro-Québec, examinant diverses hypothèses concernant l'hydraulicité. Ce document démontre *« (...) que si l'hydraulicité des réservoirs d'Hydro-Québec devait se maintenir aux niveaux que l'on a connus au cours des 15 dernières années (1984 à 1998), de nouveaux approvisionnements seraient requis pour satisfaire la demande interne, non plus en 2007 ou 2008 mais bien dès 2002<sup>35</sup> ».*

On retrouve au Tableau #1 une synthèse des positions exprimées concernant les besoins futurs.

---

<sup>33</sup> Lettre d'Hydro-Québec à la Régie de l'énergie, 9 juin 1999, page 5.

<sup>34</sup> Groupe STOP et la Coalition Verte, argumentation finale, page 9.

<sup>35</sup> AQPER, argumentation finale, page 16.

**TABLEAU # 1**  
**Positions exprimées concernant les besoins en électricité**

<b>Participants</b>	<b>Résumé de la position</b>	<b>Référence ou source</b>
- AQPER - Boralex - ESSIPIT - GRAME/UDD	- Ne font pas de distinction entre besoins internes et objectifs sur marchés externes - 1998-2002 : 20 TWh - 1998-2007 : 40 TWh	- Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec
- ROEE	- Les moyens existants sont suffisants jusqu'en 2006 pour satisfaire les besoins internes prévus, mais les installations additionnelles pourraient être retardées de plusieurs années avec l'efficacité énergétique.	- Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec
- RNCREQ	- Les moyens existants sont suffisants jusqu'en 2008 pour satisfaire les besoins internes prévus, mais les installations additionnelles pourraient être retardées jusqu'en 2015 ou 2016 avec l'utilisation des réservoirs.	- Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec
- CERQ-CSN-SPSI	- 21 TWh en 2010	- Analyse de l'intervenant
- AQCIE/AIFQ - Option Consommateurs - SPIHQ - SCFP - STOP-Coalition Verte	- S'interroger sur les besoins - Données insuffisantes - Considèrent uniquement le court terme (2002)	- Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec - Divers documents
- FACEF/ARC - Coalition Eau Secours!	- Contexte de surplus énergétique	- Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec
- La Régionale - Hydro-Projet-Minganie-Sept-Rivières - AQER/CFTD - FQSA - Hydro-Québec	- Thème peu élaboré ou facteur considéré peu important	

*Note :* La position de plusieurs participants est plus nuancée que les indications générales fournies au tableau.

### **b) Opinion de la Régie**

La Régie constate à la lecture de la preuve que les évaluations des besoins en électricité par les intervenants, même si elles sont issues principalement d'un même document, soit le Plan stratégique 1998-2002 déposé par Hydro-Québec en octobre 1997, divergent grandement, comme on peut le constater au Tableau # 1.

Ainsi on remarque que, pour les intervenants qui considèrent les besoins énergétiques à combler comme un élément important pour la détermination d'une quote-part, la période où de tels besoins peuvent se faire sentir peut varier grandement. En effet, ceux-ci peuvent apparaître, selon les intervenants, dans un futur plus ou moins éloigné.

Les besoins qui sont pertinents dans la présente cause sont ceux qui sont prévus au moment où les équipements envisagés pourraient être mis en service. Ainsi, pour un projet exigeant quelque 10 ans pour être autorisé et réalisé, par exemple le projet Bas Churchill, ce sont les besoins prévus dans 10 ans qui doivent être considérés. Pour les petites centrales hydrauliques, le délai de réalisation d'un programme est plutôt de l'ordre de 4 à 7 ans, et ce, à partir de la remise de l'avis au gouvernement jusqu'à la mise en service d'un bloc significatif de petites centrales.

La Régie considère que l'échéancier de mise en œuvre d'une quote-part présenté par l'AQPER est potentiellement optimiste, non seulement en ce qui a trait à la date à laquelle l'avis de la Régie pourrait être remis au gouvernement, mais aussi concernant les autres étapes préalables à la construction de projets hydroélectriques. En conséquence, elle a décidé de considérer, dans la présente cause, un horizon de mise en service légèrement plus long, soit de 2004 à 2007.

La Régie croit que la question de la demande est un élément important à considérer lorsqu'il s'agit de décider de l'ajout d'installations à un parc d'équipement, que ce soit dans le cadre de l'établissement d'une quote-part ou autrement. La Régie reconnaît également qu'il est important de distinguer entre, d'une part, les besoins de nouvelles installations résultant de la croissance des besoins internes et, d'autre part, ceux reliés au désir d'Hydro-Québec de profiter d'occasions d'affaires sur les marchés hors Québec. Hydro-Québec, détenant une franchise exclusive avec obligation de desservir, doit prévoir les besoins internes et mettre en place les moyens requis pour les satisfaire.

Compte tenu des informations qui lui ont été présentées et qui proviennent en très grande partie du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec publié en octobre 1997, la Régie considère que les installations existantes ou en construction semblent suffisantes pour satisfaire la demande interne jusqu'au milieu de la prochaine décennie et ce, en supposant que la croissance prévue par Hydro-Québec se concrétise et que l'hydraulicité corresponde à la moyenne de long terme. Par la suite, de nouveaux approvisionnements seraient nécessaires pour satisfaire la demande interne et c'est donc dans ce contexte que la Régie formule son avis.

De plus, la preuve présentée ne permet pas à la Régie de conclure que les réservoirs d'Hydro-Québec puissent être utilisés pour retarder de plusieurs années

la mise en place d'installations requises par un accroissement de la demande interne. Les effets sur l'équilibre offre-demande résultant d'une hydraulité plus faible que celle observée depuis 1943 illustrent également la difficulté de prévoir la date à laquelle de nouveaux approvisionnements sont requis. La Régie considère donc que le contexte énergétique actuel justifie l'octroi d'une quote-part à la production privée, mais rappelle que les ajouts d'équipements hydroélectriques provenant de la production privée ne représenteront qu'une proportion peu importante des approvisionnements additionnels requis au milieu de la prochaine décennie.

L'analyse du contexte énergétique démontre que des installations additionnelles seront requises dans un délai correspondant environ au délai de réalisation d'un programme de petites centrales hydroélectriques. Dès lors, la question appropriée concernant la taille de la quote-part est donc de déterminer dans quelle mesure l'apport énergétique et économique des petites centrales peut contribuer à la satisfaction des besoins prévus.

La preuve indique que la croissance de la demande interne, estimée par Hydro-Québec à 1,5 % par année, nécessitera des approvisionnements additionnels à partir du milieu de la prochaine décennie. Un taux de croissance de 1,5 % par année entraîne des additions au parc d'Hydro-Québec de quelque 500 MW par année.

Hydro-Québec a indiqué que la contribution envisagée de la production privée correspondrait à moins de 1 % des besoins québécois et que l'évolution prévisible de ceux-ci n'est pas un facteur déterminant pour la réalisation des petites centrales hydroélectriques. La Régie estime en effet qu'il serait difficile, voire impossible, de moduler 4 à 7 ans à l'avance des contributions annuelles d'à peine 50 ou 100 MW sur un réseau de quelque 35 000 MW et pour lequel on prévoit une croissance annuelle moyenne de 1,5 %. Entre autres, des changements relativement mineurs dans l'un ou l'autre des paramètres affectant l'offre ou la demande feraient en sorte que les besoins pourraient être devancés ou retardés de quelques années.

La très grande partie des données présentées en preuve concernant la demande provenaient du Plan stratégique 1998-2002. La Régie est en droit de penser que si ces données avaient perdu toute pertinence par rapport à la réalité actuelle, Hydro-Québec en aurait informé la Régie. Le distributeur a au contraire indiqué dans un document joint à sa lettre du 30 juin 1999 à la Régie que « *Les besoins québécois actuels sont ceux énumérés à la page 30 du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec* ». Hydro-Québec indiquait également dans le même document que « *Les besoins québécois et leur évolution prévisible sont exposés aux pages 15 et 30 du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*<sup>36</sup> ».

---

<sup>36</sup> Hydro-Québec, réponses aux questions du CERQ/CSN/SPSI, page 4.

La Régie ne peut, sous prétexte que les données du dernier plan stratégique remontent à deux ans, prétendre que les besoins n'existent pas ou attendre une mise à jour des données pour refaire l'exercice. Les délais de réalisation minimums de 4 à 7 ans pour un programme de petites centrales font en sorte qu'une orientation doit être prise dans un avenir rapproché concernant les moyens de production qui pourraient être requis au milieu de la prochaine décennie. Si des informations plus récentes sont de nature à modifier le contenu de l'avis, il reviendra au gouvernement d'en tenir compte dans les suites qu'il voudra donner à l'avis de la Régie.

**Observation # 2 :**

**Hydro-Québec doit prévoir les besoins de sa clientèle et doit aussi obtenir les approvisionnements requis pour les satisfaire. Comme la mise en place d'un programme de petites centrales hydrauliques nécessite de 4 à 7 ans, la Régie considère, dans la présente cause, les besoins qui pourraient se manifester sur un horizon correspondant à cet échéancier de réalisation.**

**Observation # 3 :**

**Sur la base du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec, l'analyse du contexte énergétique démontre que des ressources additionnelles seraient requises dans un délai correspondant environ au délai de réalisation d'un programme de petites centrales.**

**Observation # 4 :**

**Hydro-Québec a déposé le 26 octobre 1999 son Plan stratégique 2000-2004; il appartiendra donc au gouvernement d'en tenir compte lors de l'étude de cet avis.**

## 2. LA JUSTIFICATION D'UNE QUOTE-PART

### 2.1. LE CONCEPT D'UNE QUOTE-PART

Afin d'être en mesure de donner un avis éclairé, la Régie considère qu'elle doit, en premier lieu, déterminer la pertinence de retenir ou non l'approche d'une quote-part avant de préciser, le cas échéant, les modalités qui encadreraient la mise en place d'une éventuelle quote-part.

#### a) *Synthèse de la preuve*

Dans le cadre du débat sur la pertinence d'une quote-part dédiée à la petite production privée hydroélectrique, quelques intervenants se sont interrogés sur la notion de quote-part et sur les objectifs généraux poursuivis par un tel mécanisme.

Le RNCREQ soutient que la filière de la PPPH ne respecte pas les critères usuels justifiant l'insertion d'une quote-part à l'intérieur d'un plan de ressources<sup>37</sup>. Ainsi cet intervenant estime qu'une quote-part est une mesure d'intérêt public mise en place pour accélérer l'atteinte, par une filière nouvelle, soit de sa pleine maturité technologique, soit d'un degré de pénétration commerciale permettant de bénéficier d'économies d'échelle. Le RNCREQ identifie trois critères fondamentaux pour déterminer les filières qui pourraient bénéficier d'une quote-part :

- elles sont commercialement disponibles;
- leur rentabilité n'est pas encore assurée mais pourrait l'être à l'avenir;
- elles sont clairement avantageuses sur le plan environnemental<sup>38</sup>.

L'AQPER, sans définir expressément la notion de quote-part, la considère néanmoins comme une mesure essentielle, dans le contexte actuel, pour relancer l'industrie. Elle estime que la petite production hydroélectrique ne pourra pas se développer sans l'attribution d'une quote-part. L'AQPER fait valoir que, d'une part, les petits producteurs ne peuvent écouler leur production sur le marché interne du Québec puisqu'Hydro-Québec y exerce un monopole quasi exclusif et que, d'autre part, bien que les marchés externes leur soient en théorie accessibles, il existe néanmoins des barrières réelles empêchant les petits producteurs d'accéder à ceux-ci<sup>39</sup>.

---

<sup>37</sup> RNCREQ, mémoire, page 5.

<sup>38</sup> RNCREQ, rapport d'expert de Philip Raphals et Philippe Dunsky, page 4.

<sup>39</sup> AQPER, argumentation finale, pages 6-9.

Plusieurs intervenants ont rappelé le statut de monopole réglementé d'Hydro-Québec. Entre autres, l'AQPER a souligné le fait que toutes les fonctions du domaine de l'électricité étaient, au Québec, dominées par un monopole :

*« On ne peut, d'une part, priver les petits producteurs de toute clientèle rentable au Québec, telle que les clients des tarifs G et M, leur imposer des tarifs de transport timbre-poste qui incluent le coût des lignes de transmission requises pour relier les sites éloignés au réseau de distribution d'Hydro-Québec<sup>40</sup> et d'autre part s'attendre à ce qu'ils puissent se débrouiller seuls sans quote-part. Exprimé différemment, on ne peut exiger des petits producteurs qu'ils se comportent selon les règles d'un marché libre, lorsque les conditions essentielles au fonctionnement d'un tel marché n'existent pas<sup>41</sup> ».*

Les représentants de Boralex ont, eux aussi, souligné le fait que le marché du Québec ne leur est pas ouvert et qu'ils ne pouvaient pas vendre à d'autres clients qu'à Hydro-Québec<sup>42</sup>. Ils ont également fait part, à partir de leur expérience commerciale, des contraintes associées à l'écoulement sur les marchés externes de la production d'une centrale<sup>43</sup>.

#### **b) *Opinion de la Régie***

La preuve révèle donc deux visions différentes de la raison d'être d'une quote-part, une plus ciblée et une autre d'ordre plus général.

Dans le premier cas, la quote-part vise à favoriser une filière en particulier, dans une perspective d'intérêt public, en lui fixant une contribution énergétique qui lui sera réservée en exclusivité, sans qu'elle n'ait à faire face à la concurrence des autres moyens de production. La politique énergétique gouvernementale définit également l'objectif d'une quote-part appliquée à l'énergie éolienne de façon semblable : *« (...) on vise à accélérer le développement de cette filière, considérée comme prometteuse<sup>44</sup> »*. La Régie reconnaît ce principe et c'est d'ailleurs ce qu'elle a proposé au gouvernement à l'égard de la place de l'énergie éolienne dans le portefeuille énergétique du Québec<sup>45</sup>.

---

<sup>40</sup> Note de l'AQPER : Le coût des lignes de transmission requises pour relier les sites éloignés au réseau de distribution d'Hydro-Québec connu sous le vocable C.I.R.E. (coût d'intégration des réseaux électriques) fait normalement partie des coûts de production.

<sup>41</sup> AQPER, argumentation finale, pages 6-7.

<sup>42</sup> Boralex, Jacques Gauthier et Bernard Lemaire, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, pages 80-81.

<sup>43</sup> *Ibid.*, pages 99, 194, 241-246.

<sup>44</sup> Gouvernement du Québec, *L'énergie au service du Québec — une perspective de développement durable*, 26 novembre 1996, page 48.

<sup>45</sup> Avis A-98-02, 30 septembre 1998.

Dans le cas de la PPPH, la Régie considère que cette filière ne répond pas à la définition ciblée que le RNCREQ fait du mécanisme de quote-part. En effet, selon la Régie, la filière de la PPPH a depuis longtemps atteint sa maturité technologique. Bien que certains intervenants aient mentionné des développements intéressants dans le domaine des microturbinés, il apparaît que la compétitivité commerciale de la production hydroélectrique, face aux autres moyens de production, n'est pas susceptible de s'accroître significativement au cours des prochaines années.

Les producteurs privés plaident plutôt qu'une quote-part est essentielle pour pallier à l'absence pratique d'un marché pour leur électricité et ce, même s'ils estiment pouvoir produire à des conditions concurrentielles. En somme, dans les conditions actuelles, une quote-part serait, selon eux, le seul moyen de mettre en marché leur électricité de façon viable.

Selon la Régie, il n'en demeure pas moins cependant que les conditions actuelles du marché de l'électricité sont imparfaites et que les contraintes posées aux producteurs privés permettent difficilement le financement et la réalisation de petites centrales hydroélectriques. Dans ce contexte, il semble utile à la Régie d'examiner l'opportunité d'établir une quote-part, non pas seulement pour privilégier la filière par rapport à d'autres, mais en tant que mécanisme pour pallier aux lacunes du marché.

Ainsi, en ce qui concerne la PPPH, la Régie arrive à la conclusion qu'à l'intérieur de certains paramètres économiques bien définis qui excluent toute forme de subvention, il y aurait place pour une quote-part.

**Recommandation # 1 :**

**La Régie est d'avis que, compte tenu des conditions imparfaites du marché de l'électricité au Québec, une quote-part pour la PPPH pourrait être établie à l'intérieur de certains paramètres économiques qui excluraient toute forme de subvention.**

## 2.2. LA RELANCE DE L'INDUSTRIE

### a) *Synthèse de la preuve*

Selon l'AQPER, pour les producteurs privés il est important et urgent qu'une quote-part soit attribuée pour assurer la survie de la filière de la petite production privée :

*« D'autre part, pour les producteurs, il y a urgence. Le dernier projet a été accepté en mai mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993). Seulement deux projets sont encore en construction totalisant dix point cinq mégawatts (10,5 MW), c'est-à-dire à peu près quatre pour cent (4 %) du total de l'APR-91. Le niveau d'activité est pratiquement nul. Ça prend de toute urgence un nouveau programme<sup>46</sup> ».*

L'AQPER suggère une quote-part de 300 MW installés qui, selon elle, représente le minimum requis pour relancer l'industrie<sup>47</sup>. Cette quote-part est équivalente au niveau d'activité qui a fait naître l'industrie initialement dans le cadre de l'Appel de propositions restreint de 1991 (APR-91) conduit par Hydro-Québec. En comparant l'APR-91 à la quote-part suggérée par l'AQPER, on doit tenir compte, selon eux, du fait que cette dernière engendrera moins de projets que l'APR-91, puisque la plupart des sites de 10 MW et moins économiquement rentables ont déjà été développés dans le cadre de ce premier programme<sup>48</sup>.

Pour l'AQPER, la relance de l'industrie ne peut se réaliser que par la mise en place d'une quote-part et ce, parce que, d'une part, Hydro-Québec est le seul client potentiel sur le marché interne et qu'elle n'est pas disposée à acheter la production des producteurs privés à un prix correspondant à ses coûts évités et, d'autre part, parce qu'il existe de nombreuses entraves qui limitent l'accès aux marchés externes par les membres de l'industrie. Selon elle, il est tout à fait impossible, dans le contexte actuel, de poursuivre l'objectif du gouvernement, soit d'accorder une plus grande place à la petite production hydroélectrique privée, sans réserver à cette filière une quote-part dans le plan de ressources d'Hydro-Québec<sup>49</sup>.

Toujours selon cet intervenant, nos gouvernements et Hydro-Québec déploient actuellement des efforts importants pour faire reconnaître la production hydroélectrique comme énergie verte auprès des autorités américaines. Selon l'AQPER, sur la base que l'énergie produite par les petites centrales hydroélectriques au fil de l'eau est au moins aussi « verte » que l'énergie éolienne, il serait regrettable d'envoyer un mauvais signal aux autorités américaines en

<sup>46</sup> AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, pages 36-37.

<sup>47</sup> AQPER, argumentation finale, page 5.

<sup>48</sup> La quote-part suggérée par l'AQPER implique 15 à 20 projets comparativement aux 55 projets du programme de l'APR-91. AQPER, mémoire, page 16

<sup>49</sup>

<sup>50</sup> AQPER, argumentation finale, pages 7-9.

refusant d'accorder une quote-part à cette énergie alors que l'énergie éolienne y a eu droit<sup>51</sup>.

Par ailleurs, OC/ACQ se dit défavorable à ce qu'une aide directe soit accordée à la PPPH<sup>52</sup>. La CERQ/CSN/SPSI soutient pour sa part que l'industrie créée par l'APR-91 n'a besoin d'aucun programme spécial de soutien pour assurer sa survie ou son développement.<sup>53</sup> Quant au ROEE, il considère qu'il n'est pas pertinent de relancer l'industrie parce qu'aucune entreprise n'est en péril :

*« (...) ce qu'on nous a présenté essentiellement, ce n'est pas des entreprises qui étaient en péril, c'était une variation au niveau de l'emploi qui était affecté à la petite hydraulique dans différentes industries, dans différentes entreprises.*

*Donc, on ne parle pas d'entreprises qui vont disparaître, on parle simplement de secteurs dédiés à la petite hydraulique qui pourraient être moins importants dépendamment du programme qu'on met en branle ou qu'on ne met pas en branle.*

*Donc, c'est des emplois qui rentrent dans les retombées économiques; quand on regarde les retombées économiques qui sont fournies par l'AQPER, quand on regarde les retombées économiques, la création d'emplois au niveau de la construction de barrages. Bon, tout ce que l'AQPER a présenté en fait d'emplois qui étaient soutenus, ça rentre dans ces retombées économiques-là. Puis, évidemment, il faut comparer ça à d'autres industries. Donc, il n'y a pas d'entreprises comme telles qui sont en péril de ce que j'ai compris de la présentation de l'AQPER. On parle vraiment d'un différentiel au niveau de l'emploi<sup>54</sup>. »*

Pour sa part, le RNCREQ a soutenu qu'il n'y avait pas urgence de lancer de nouveaux moyens de production, non pas en se référant à la situation de l'industrie comme l'AQPER, mais plutôt en se basant sur l'évolution de la demande énergétique :

*« Oui, je pense, finalement, la question c'est, s'il y avait... s'il y avait une demande pour de l'énergie, et qu'on savait qu'une planification normale allait prendre trop de temps, et ne nous permettrait pas de répondre à la demande, aux besoins du Québec, alors, là, il y a urgence. Et dans un cas d'urgence, il faut parfois sauter des étapes et faire le mieux qu'on peut dans les circonstances. La différence ici, c'est qu'il n'y a pas d'urgence<sup>55</sup>. »*

<sup>51</sup> *Ibid.*, pages 20-21.

<sup>52</sup> OC/ACQ, argumentation finale, page 9.

<sup>53</sup> CERQ/CSN/SPSI, argumentation finale, page 18.

<sup>54</sup> ROEE, Martin Poirier, audience du 15 juin 1999, notes sténographiques, volume 9, pages 143-144.

<sup>55</sup> RNCREQ, Philippe Dunskey, audience du 1<sup>er</sup> juin 1999, notes sténographiques, volume 1, pages 271-272.

On constate donc que les positions des intervenants varient grandement non seulement selon qu'ils s'expriment pour ou contre une quote-part, mais également en fonction des critères qu'ils invoquent pour supporter leur position.

Le tableau # 2 illustre la variété des opinions exprimées devant la Régie.

**TABLEAU # 2**  
**SYNTHÈSE DES POSITIONS EXPRIMÉES**  
**SUR L'OCTROI D'UNE QUOTE-PART**

Intervenants	Argumentations
<b>Rejette l'octroi d'une quote-part</b>	
ROEE; RNCREQ; CERQ/CSN/SPSI; ARC/FACEF; SCFP/FTQ.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Une quote-part n'aurait pour effet que d'accroître les exportations;</li> <li>• Il est prématuré et injustifié de fixer une quote-part avant la planification intégrée des ressources;</li> <li>• L'industrie n'a pas besoin de programme spécial pour assurer sa survie;</li> <li>• L'efficacité énergétique serait une option moins coûteuse.</li> </ul>
<b>En faveur d'un programme d'achats par Hydro-Québec non basé sur une quote-part</b>	
Boralex	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pour satisfaire les besoins d'Hydro-Québec à son coût évité.</li> </ul>
OC/ACQ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Achats au prix moyen qu'Hydro-Québec obtient à l'exportation.</li> </ul>
<b>En faveur de l'octroi d'une quote-part</b>	
<b>Une quote-part dédiée à la production hydroélectrique privée :</b>	
AQPER; Essipit; Hydro Projet – Minganie – Sept-Rivières; La Régionale; Indufina.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Approvisionnement disponible à un coût inférieur ou égal au coût évité d'Hydro-Québec;</li> <li>• Moyen de pallier à l'absence pratique d'un marché de l'électricité au Québec;</li> <li>• Pour relancer l'industrie de la production hydroélectrique privée.</li> </ul>
<b>Une quote-part favorisant les centrales hydroélectriques de moins de 10 MW :</b>	
AQER/CFTD; GRAME/UDD; Groupe STOP et la Coalition Verte.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le marché à l'exportation est plus prometteur pour les centrales hydroélectriques de moins de 10 MW;</li> <li>• Pour alimenter les réseaux isolés.</li> </ul>

**N.B.** Dans le but de résumer la preuve, le tableau regroupe les intervenants en fonction de leur refus ou de leur acceptation d'une quote-part, cependant les argumentations indiquées dans le tableau n'ont pas nécessairement été soutenues par chacun des intervenants.

**b) *Opinion de la Régie***

Dans l'établissement de sa position concernant l'opportunité d'établir une quote-part, la Régie ne doit pas tenir compte uniquement de la situation de l'industrie, mais elle doit aussi déterminer s'il est opportun de subventionner l'industrie. Si le prix devait inclure une subvention, le montant total à la charge des abonnés ou des contribuables serait fonction de la taille de la quote-part établie. Ainsi, le facteur prix serait un élément très important dans l'établissement d'une recommandation concernant l'opportunité d'une quote-part ainsi que sa taille. Toutefois, comme le prix proposé dans le présent avis ne comprend aucune subvention, la quote-part, quelle que soit sa taille, n'aura pas d'incidence sur les tarifs ni sur le fardeau fiscal du gouvernement.

La Régie a aussi considéré la possibilité que la relance de l'industrie se réalise par la vente de la production des producteurs privés sur les marchés externes. Toutefois, la preuve présentée devant elle indique que les conditions de marché et les conditions d'accès aux marchés externes ne permettent pas d'entrevoir pour le moment une quelconque rentabilité pour la production privée sur ces marchés.

La seule autre possibilité pour les producteurs privés consisterait donc à produire pour le marché interne lequel, dans les faits, ne leur est actuellement pas accessible. Compte tenu de ce contexte structurel prévalant dans le secteur énergétique au Québec, la Régie considère comme justifiée la détermination d'une quote-part pour cette filière.

**Recommandation # 2 :**

**La Régie est d'avis que, prenant en considération le contexte structurel énergétique du Québec, la détermination d'une quote-part pour la PPPH est justifiée.**

### **3. LA VALEUR DE LA PETITE PRODUCTION PRIVÉE HYDROÉLECTRIQUE**

#### **3.1. L'APPROCHE À RETENIR**

Dans sa demande d'avis à la Régie, le ministre d'État demandait d'établir un « *prix socialement acceptable* » pour les achats d'électricité auprès des producteurs privés. Bien que ce concept n'était pas défini, le ministre d'État indiquait divers éléments qui devaient, selon lui, être considérés. Ces éléments traitent des avantages économiques pour Hydro-Québec et de bénéfices pour le gouvernement ou la société en général.

##### **a) Synthèse de la preuve**

Plusieurs approches ont été présentées à la Régie pour établir la valeur de la production privée. La position prise par la plupart des intervenants était fonction de leur perception du contexte énergétique, tel qu'indiqué précédemment. Ils ont fait valoir que le prix à payer aux producteurs privés devait être différent si l'électricité acquise était écoulee sur un marché différent. Le tableau #3 donne un aperçu des approches proposées. Toutefois, la synthèse de la preuve est présentée principalement selon les approches soutenues par le plus grand nombre de participants :

- le prix à l'exportation; et
- le coût évité.

Les différentes bases proposées pour établir le coût évité seront traitées à la section qui suit.

**TABLEAU # 3****APPROCHES PROPOSÉES POUR ÉTABLIR LE PRIX À PAYER POUR LA PRODUCTION PRIVÉE**

<b>Participants</b>	<b>Approche proposée</b>	<b>Justification indiquée</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- AQPER</li> <li>- Boralex</li> <li>- La Régionale</li> <li>- Hydro Projet-Minganie-Sept-Rivières</li> <li>- Essipit</li> <li>- Indufina</li> <li>- AQCIE/AIFQ</li> <li>- Boralex</li> <li>- ROEE</li> <li>- RNCREQ</li> </ul>	<p>Plusieurs intervenants ont indiqué les conditions dans lesquelles le concept du coût évité pouvait s'appliquer.</p> <p>Différentes bases ont été proposées pour établir le coût évité :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- prochain projet</li> <li>- Ste-Marguerite-3</li> <li>- efficacité énergétique</li> <li>- autres</li> </ul>	<p>Hydro-Québec est une utilité publique avec obligation de satisfaire les besoins de sa clientèle aux moindres coûts.</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- RNCREQ</li> <li>- ROEE</li> <li>- OC/ACQ</li> <li>- ARC/FACEF</li> </ul>	Prix à l'exportation	<p>Hydro-Québec a les ressources requises pour répondre à la demande interne à court terme. L'électricité des producteurs privés serait destinée aux marchés externes</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hydro-Québec</li> <li>- CERQ/CSN/SPSI</li> <li>- SCFP/FTQ</li> </ul>	Tarif de fourniture	<p>Conformément à la position prise dans la réponse d'Hydro-Québec aux demandes de renseignements, 6 mai 1999 et dans le Plan stratégique 1998-2002.</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- GRAME/UDD</li> <li>- AQER/CFTD</li> <li>- SPIHQ</li> </ul>	Prix résultant d'appels d'offres	<ul style="list-style-type: none"> <li>- GRAME/UDD : le coût évité est une méthode lourde</li> <li>- AQER/CFTD : le prix plafond peut inciter à une cartellisation</li> <li>- SPIHQ : prix établi par la compétition</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Groupe STOP et la Coalition Verte</li> </ul>	Coût moyen du parc existant	<p>La petite production privée doit se comparer à la production du parc moyen d'Hydro-Québec</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>-FQSA</li> </ul>	Prix établi suivant les lois du marché	<p>S'interroge sur l'opportunité de fixer un prix dans un contexte de déréglementation</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eau Secours!/RQGE</li> </ul>	Ne se prononce pas	

## LE PRIX À L'EXPORTATION

Plusieurs intervenants ont soutenu dans leur mémoire ou dans leur témoignage devant la Régie que la demande québécoise ne justifiait pas la construction de nouveaux équipements et que l'ajout de nouvelles installations de production, soit par Hydro-Québec, soit par des producteurs privés, ne servirait qu'à faire augmenter les quantités d'électricité disponibles pour l'exportation.

OC/ACQ, s'appuyant sur l'expertise de M. Todd, a conclu que :

*« (...) le prix d'achat de l'électricité des petites centrales doit être aligné sur sa valeur économique, que nous mesurons par le prix moyen qu'obtient Hydro-Québec pour ses exportations<sup>56</sup>. »*

*« The approach to development outlined in the 1998-2002 Strategic Plan is that Hydro-Québec will continue to build new capacity both for domestic and export markets, based on the competitiveness of these projects and not to meet a fixed domestic demand. There is no indication in the Plan that the development of these projects will be affected by small hydro power purchases. Therefore, the incremental impact of small hydro purchases will be to increase exports<sup>57</sup>. »*

Le ROEE a précisé quant à lui qu'il faudrait utiliser le prix sur le marché à court terme :

*« La preuve a permis d'établir que, dans le cas où Hydro-Québec produit suffisamment d'électricité pour rencontrer la demande domestique et honorer ses contrats fermes d'exportation, le prix d'achat de base devrait être établi sur la base du prix moyen obtenu à l'exportation par Hydro-Québec sur le marché à court terme ('spot market')<sup>58</sup>. »*

Cet intervenant a aussi soutenu que, le réseau de transport étant maintenant ouvert à tous, les producteurs privés ont accès aux marchés limitrophes du Québec et qu'ils peuvent donc construire des centrales pour desservir directement ces marchés :

*« Par ailleurs, contrairement à ce que certains producteurs ont pu prétendre lors de l'audience, le marché à l'exportation est ouvert depuis le 1<sup>er</sup> mai 1997, soit depuis la mise en vigueur du Règlement 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau. Il leur est donc loisible de produire de l'électricité et de la vendre eux-mêmes sur le marché américain. Cette avenue n'est toutefois pas attrayante pour les producteurs privés puisque les prix obtenus sont relativement bas. Il n'en demeure pas moins que c'est le prix de vente sur le marché à court terme à l'exportation qui devrait être retenu comme prix de*

<sup>56</sup> OC/ACQ, argumentation finale, page 10.

<sup>57</sup> OC/ACQ, réponses aux demandes de renseignements, pages 4-5. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites).

<sup>58</sup> ROEE, argumentation finale, page 17.

*référence. Le ROEE croit que l'on devrait permettre aux promoteurs de construire des barrages afin qu'ils exploitent (exportent) eux-mêmes leur électricité, en suivant les règles du marché plutôt que de tenter d'estimer les prix futurs à l'exportation et consentir des contrats d'achat à long terme<sup>59</sup>. »*

OC/ACQ a fourni certaines explications, notamment en ce concerne les coûts de transaction très élevés compte tenu du volume de transactions réalisées par les producteurs privés :

*« For the small producer, to enhance the value on their own would be expensive just in terms of legal fees, brokerage fees, if they are doing deals with somebody, the administrative cost of people, all of those costs, and it probably just wouldn't be practical to do.*

*(... )*

*I have no idea how much they are because nobody does it. From the market behaviour, it is clear that they are prohibitive although it may be other impediments aside from pure transaction costs that are a real problem, (... )<sup>60</sup>. »*

L'AQPER et les producteurs privés ont également témoigné sur les possibilités de rentabiliser des projets en desservant les marchés de l'exportation. Le principal témoignage à cet effet est celui de Boralex dans le cadre de ses réponses concernant le projet Batiscan pour lequel aucun débouché n'a encore été identifié. En réponse aux questions de la Régie, les représentants de cet intervenant ont indiqué que les prix obtenus sur le marché américain ne permettaient pas de rentabiliser le projet Batiscan ou tout autre projet :

*« Encore une fois, si je prends le prix moyen NEPOOL, trois point cinq cents (3,5 ¢), là ... on n'est pas capables. On n'est pas capables d'aller vendre sur le marché NEPOOL avec la petite centrale de Batiscan, ça nous coûte plus cher que ça.*

*(... )*

*Pour accéder au NEPOOL présentement, là, c'est... ou enfin, je vais prendre un exemple encore plus concret dont je parlais encore à midi, pour accéder à NYPA dans l'état de New York, ça peut coûter jusqu'à six dollars cinquante le mégawattheure (6,50 \$/MWh), ou point soixante-cinq cents (0,65 ¢); ça, c'est juste pour accéder au NYPA. Pour y accéder, il faut que tu paies en plus; alors, ça commence à faire de l'argent, U.S., évidemment<sup>61</sup>. »*

L'expert du ROEE arrive à une conclusion semblable :

*« Le prix de vente moyen sur les marchés externes, excluant les ventes à contrat, a été de 3.8 ¢ le kWh au cours de l'année 1998 selon nos estimations. En retranchant les coûts de transport jusqu'à la frontière, on obtient un prix de base*

<sup>59</sup> ROEE, argumentation finale, pages 17-18. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

<sup>60</sup> OC/ACQ, John Todd, audience du 3 juin 1999, notes sténographiques, volume 3, page 141.

<sup>61</sup> Boralex, Jacques Gauthier, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, pages 243-245.

*inférieur à 3,5 ¢ le kWh. Il est évident qu'un tel prix est insuffisant pour rentabiliser à lui seul de nouveaux projets de petite production hydraulique privée<sup>62</sup>. »*

Alors que les positions précédentes portent principalement sur le court terme, ARC/FACEF traite de l'évolution prévisible des prix à long terme. Cet intervenant établit d'abord « (...) que les prix à attendre à l'équilibre de moyen et de long terme refléteront les coûts moyens de production à partir des technologies de production les plus compétitives<sup>63</sup> ». Il reconnaît que le prix peut s'éloigner à court terme du prix d'équilibre de long terme mais que les forces du marché feront en sorte de le ramener vers celui-ci.

L'expert de cet intervenant constate que la technologie thermique au gaz naturel semble dominer dans les plus récentes prévisions et il en arrive à la conclusion suivante :

*« (...) un coût de 3,5 ¢ US de 1996 par kWh, incorporant une hypothèse de croissance annuelle du prix réel du gaz de 0,8 %, apparaît alors une estimation raisonnable du prix de référence prévu à l'équilibre de long terme en 1999<sup>64</sup>. »*

Pour ce qui est de la possibilité de signer des contrats de long terme sur le marché de l'exportation, selon lui, les perspectives demeurent très limitées :

*« Actuellement, on soupçonne que les contrats à long terme vont être moins fréquents à l'exportation, mais en fait, rien n'empêche quiconque de signer des contrats à long terme dans le futur, donc moi, je soupçonne qu'il y aura moins d'engagements à long terme, mais je ne peux pas affirmer que ce sera nécessairement le cas<sup>65</sup>. »*

Quant à OC/ACQ, il a rappelé que si l'objectif était d'aider la petite production privée à se développer, une possibilité peu coûteuse pour la société pouvait être envisagée :

*« Therefore, if Hydro-Québec purchases the power and includes it in its portfolio, it can enhance the value of the IPP's production and give it the same value as its own production, the same value on the marketplace. And I think there is, given that the starting point of there is an enhancement of value going on, there are two approaches to what you do with the benefits of that enhanced value.*

*One approach would be that Hydro-Québec could be viewed like a marketer, where those benefits are split. Some of them would be allowed to flow to the producer, and some of them would be retained by Hydro-Québec on behalf of the customers as the*

<sup>62</sup> ROEE, rapport d'expert de Martin Poirier, page 12. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

<sup>63</sup> ARC/FACEF, rapport d'expert de Pierre Lasserre, page. 14.

<sup>64</sup> *Ibid.*, page 20.

<sup>65</sup> ARC/FACEF, Pierre Lasserre, audience du 10 juin 1999, notes sténographiques, volume 7, page 159.

*party that has achieved the enhancement of value. That would be the normal market approach.*

*The alternative, given the starting point of seeking to, where the government seems to be (...) seeking to encourage in the power production, is to price the power at the average export price, charging only incremental transmission of marketing costs, which would be designed to flow all of the net benefits through to the power producers in order to encourage the industry.*

*If Hydro-Québec were to pay a price that exceeds the average export price, that would imply a subsidy by rate payers, you would be giving preferential value, preferential treatment to independent power production over Hydro-Québec's own power production by, in effect, streaming high-priced, high-valued contracts to the IPP's, to the disadvantage of Hydro-Québec and its customers<sup>66</sup>. »*

## LE COÛT ÉVITÉ

L'AQPER et plusieurs producteurs privés proposent l'approche des coûts évités et certains d'entre eux rappellent la position prise par la Régie dans son avis du 11 août 1998 :

*« Tel que proposé par la Régie dans ses recommandations du 11 août 1998, La Régionale est d'avis que le coût évité par Hydro-Québec doit servir de référence pour tout projet de production d'énergie hydroélectrique entrepris par le secteur privé<sup>67</sup>. »*

Comme indiqué dans la partie précédente, ces producteurs privés indiquent que les besoins augmentent à long terme et que dans un avenir relativement rapproché, de nouveaux moyens de production seront requis. Ainsi, ils soutiennent que les achats des producteurs privés permettraient de reporter des installations ou des achats qu'Hydro-Québec devrait elle-même entreprendre pour satisfaire à la demande interne. Dans un tel contexte, ils soutiennent que la valeur de la production privée pour Hydro-Québec est égale au coût évité et que le prix pourrait être établi en fonction de cette valeur.

L'AQPER reprend à son compte la définition suivante du coût évité :

*« L'expression dite coûts évités réfère à une notion économique qui vise à estimer la valeur d'un moyen ou d'une ressource en calculant les coûts que son utilisation permet d'éviter<sup>68</sup>. »*

<sup>66</sup> OC/ACQ, John Todd, audience du 3 juin 1999, notes sténographiques, volume 3, pages 21-23.

<sup>67</sup> La Régionale, mémoire, page 20. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

<sup>68</sup> AQPER, mémoire, page 46. Le texte cité est tiré du Rapport de la Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés, mars 1997 (Commission Doyon), page 197.

Par ailleurs, plusieurs intervenants, tout en soutenant que le contexte actuel au Québec ne justifie pas l'approche du coût évité, reconnaissent que l'approche est justifiée lorsqu'une utilité publique, telle Hydro-Québec, doit ajouter des équipements pour satisfaire aux besoins internes :

« (...) les coûts évités ne sont pertinents que dans le cas où Hydro-Québec doit répondre à une demande domestique ou à des obligations contractuelles. Dans les autres cas, il faut utiliser un autre prix de base (...) »<sup>69</sup>.

« Dans le cas présent, si l'on considère comme une prémisse qu'Hydro-Québec doit poursuivre ses investissements en capacité de production, pour assumer ses obligations futures, alors la méthode des coûts évités consiste à comparer le coût d'un projet de petite centrale avec celui du meilleur autre projet s'offrant à Hydro-Québec. Parmi les possibilités mentionnons les grands projets comme Grande Baleine et Churchill Falls, ainsi que les investissements dits d'efficacité énergétique qui permettent de libérer de la capacité en réduisant la demande énergétique<sup>70</sup>. »

« Yes, if you are building for domestic use, you are looking at least cost production and therefore you look at avoided cost which is the next best alternative<sup>71</sup>. »

« The appropriate **avoided cost** would be the present value of the capital and operating expenditures that could be avoided by purchasing independently generated power. (...) This approach would be appropriate to use in situations where the power generation company increases its power resources only as required to meet a fixed demand<sup>72</sup>. »

« Toutefois, nous ne devons pas oublier que l'approche du coût évité n'est appropriée que dans la seule mesure où Hydro-Québec devait accroître sa capacité en vue de répondre à une demande **interne**; (...) »<sup>73</sup>.

Un des experts du RNCREQ a indiqué en audience que le concept du coût évité était l'approche à privilégier dans la planification des équipements et ce, tout en rappelant que l'exercice entrepris par la Régie ne devait pas être considéré comme un exercice de la PIR :

« Parce que dans le contexte d'une planification intégrée des ressources, il est communément accepté qu'il faut utiliser la notion de coûts évités à long terme. Effectivement, il y a d'autres façons de planifier, mais si on veut bien faire la planification intégrée des ressources selon les règles de l'art, il faut parler de coûts évités à long terme<sup>74</sup>. »

<sup>69</sup> ROEE, rapport d'expert de Martin Poirier, page 10.

<sup>70</sup> ARC/FACEF, rapport d'expert de Pierre Lasserre, page 12.

<sup>71</sup> OC/ACQ, John Todd, audience du 3 juin 1999, notes sténographiques, volume 3, page 147.

<sup>72</sup> OC/ACQ, rapport d'expert de John Todd, page 5.

<sup>73</sup> OC/ACQ, argumentation finale, page 3.

<sup>74</sup> RNCREQ, Philippe Dunsky, audience du 1<sup>er</sup> juin 1999, notes sténographiques, volume 1, page 207.

**Observation # 5 :**

**Une large part des intervenants s'entendent pour dire que le prix à payer pour la production privée devrait être basé sur le concept du coût évité.**

**b) *Opinion de la Régie***

Le recours au coût évité plutôt qu'au prix à l'exportation comme indicateur du prix à payer est justifié par les chiffres présentés devant la Régie concernant les besoins québécois. Aucun intervenant ne s'est exprimé contre l'utilisation du coût évité dans le cas où la petite production hydroélectrique serait requise pour satisfaire les besoins internes. Même après avoir exclu les ventes externes, les intervenants ont reconnu qu'il serait nécessaire de prévoir de nouveaux moyens de production dès 2006 ou 2008 au plus tard pour répondre aux besoins énergétiques internes du Québec, si on ne tient pas compte des propositions sur l'efficacité énergétique ou sur le jeu des réservoirs.

La Régie accepte l'argumentation de l'AQPER à l'effet que la preuve montre que les projets découlant de l'attribution d'une quote-part à la petite production hydroélectrique serviront pour la presque totalité de leur vie économique à satisfaire les besoins internes du Québec.

Même si une quote-part devait être attribuée à la petite production dans un avenir immédiat, aucun des projets en découlant ne pourrait être mis en service avant 2003 dans le meilleur des cas. De plus, l'ensemble de ces projets n'entrerait en service qu'à compter de 2007 et ce, pour une période de 20 ans.

La Régie considère que l'approche basée sur le coût évité est justifiée parce que l'électricité des producteurs privés est requise pour satisfaire les besoins internes comme le démontrent les données présentées à la Régie. Cette approche implique qu'Hydro-Québec devrait payer le même prix pour la petite production hydroélectrique qu'elle est prête à déboursier pour d'autres ressources potentielles. Cette position est conforme au point de vue défendu par plusieurs intervenants, y compris par certains qui, tout en étant opposés à l'établissement d'une quote-part dans les circonstances présentes, reconnaissent que l'approche des coûts évités est justifiée lorsque des besoins se font sentir.

Plusieurs intervenants ont suggéré que le programme de la petite production hydroélectrique devrait être élaboré en fonction des marchés d'exportation, soit :

- en proposant la vente directe étant donné l'accès ouvert aux réseaux de transport;

- en fixant le prix en fonction d'un prix *spot* moins les tarifs de transport;
- en fixant le prix à payer en fonction du prix moyen obtenu par Hydro-Québec sur les marchés d'exportation.

Cependant, la Régie rejette ces suggestions, y compris la fixation d'un prix en fonction du prix *spot* moins les tarifs de transport, pour les raisons suivantes :

- bien que l'examen des tarifs de transport au Québec ne soit pas terminé par la Régie, la Régie constate que leur niveau actuel peut limiter l'accès aux marchés externes;
- les producteurs privés ne possèdent pas les outils et la flexibilité d'Hydro-Québec pour entrer sur les marchés d'exportation;
- les prix sur les marchés *spots* sont excessivement volatiles et ne semblent pas compatibles avec les exigences de financement pour ce type de projets.

En définitive, les marchés d'électricité au stade actuel ne fournissent pas le cadre institutionnel approprié pour que la petite production hydroélectrique joue un rôle dans le marché de l'exportation.

### **Recommandation # 3 :**

**La Régie est d'avis que l'établissement du prix à payer pour la production privée doit se faire en fonction du coût évité. En conséquence, elle rejette la suggestion à l'effet que la fixation du prix à payer soit faite en fonction d'un prix basé sur les marchés de l'exportation.**

## **3.2. LA BASE DE CALCUL DU COÛT ÉVITÉ**

La Régie ayant considéré que l'approche du coût évité est, dans les circonstances actuelles, la plus appropriée pour établir le prix plafond à appliquer dans un programme d'achat auprès des producteurs privés, dans le cadre d'une quote-part, il convient maintenant de déterminer comment établir ce coût évité.

### **a) Synthèse de la preuve**

#### LE COÛT DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le ROEE et le RNCREQ soutiennent que l'efficacité énergétique serait l'option la moins coûteuse qui s'offrirait à Hydro-Québec et ils ont présenté des estimations de son coût ainsi que les hypothèses sous-jacentes. Ils ont exprimé les positions suivantes dans leur argumentation finale. Pour le RNCREQ, « ... *le coût*

total de l'efficacité énergétique serait de 2,25 ¢/kWh (\$ 1998), soit la moitié du prix d'achat de la quote-part proposée (4,5 ¢/kWh)<sup>75</sup>. » Pour sa part, le ROEE estime qu'il faut considérer le coût de 2,7 ¢/kWh comme le coût maximum de l'efficacité énergétique<sup>76</sup>.

Cependant, la méthodologie et les hypothèses retenues pour établir ces estimations ont été contestées par certains, notamment par l'AQPER:

*« (...) la preuve de l'AQPER démontre clairement que si M. Poirier avait utilisé un amortissement de dix ans (deux fois plus élevé que celui utilisé par les vérificateurs d'Hydro-Québec) et s'il avait tenu compte de la perte de revenus pour Hydro-Québec, il aurait dû conclure que les mesures d'efficacité énergétique suggérées coûteraient 8,9 ¢/kWh comparé à 4,5 ¢/kWh pour la petite production hydroélectrique<sup>77</sup>. »*

Par ailleurs, selon l'AQPER, si les mesures d'efficacité énergétique sont aussi rentables que le prétendent certains intervenants, il faut alors se demander pourquoi aucune nouvelle mesure n'a été prise par Hydro-Québec depuis 1994 et surtout pourquoi les entrepreneurs œuvrant dans ce domaine n'ont pas, depuis longtemps, sollicité directement les consommateurs pour qu'ils puissent en bénéficier<sup>78</sup>.

#### LE TARIF DE FOURNITURE

Pour sa part, Hydro-Québec indique que le tarif de fourniture est un point de repère dans l'établissement du prix de la production nouvelle. Elle soutient qu'un prix plus élevé que ce tarif de fourniture entraînerait des coûts additionnels reliés à la quote-part et que ceux-ci devraient être récupérés auprès de sa clientèle. Elle précise que :

*« Les coûts additionnels représentent principalement la différence ou l'écart entre le prix payé pour la petite production hydraulique d'électricité et le tarif de fourniture d'Hydro-Québec prévu à son Plan stratégique 1998-2002<sup>79</sup>. »*

Au sujet de cette approche qui consiste à prendre le tarif de fourniture comme base pour établir le coût évité, l'expert du ROEE formulait le commentaire suivant :

*« Cette base de comparaison est erronée puisque les coûts de production des centrales existantes ne sont aucunement représentatifs des coûts de production d'installations projetées. Dans le cas du Québec, les coûts marginaux de production sont croissants*

<sup>75</sup> RNCREQ, argumentation finale, page 15. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

<sup>76</sup> ROEE, argumentation finale, page 20.

<sup>77</sup> AQPER, argumentation finale, page 22. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

<sup>78</sup> *Ibid.*, pages 22-23.

<sup>79</sup> Hydro-Québec, réponses aux demandes de renseignements, page 1.

*en raison d'une production essentiellement hydraulique. Il peut donc être économiquement souhaitable de réaliser un projet dont les coûts sont supérieurs à la moyenne pour répondre à la demande<sup>80</sup>. »*

Dans son Plan stratégique 1998-2002, Hydro-Québec soutient que son tarif de fourniture ne reflète pas uniquement le coût des centrales existantes mais aussi celui des centrales futures ou, en d'autres mots, son coût marginal comme l'indique sa volonté de n'entreprendre des projets qu'en autant qu'ils soient « (...) rentables à la lumière du marché et du tarif de fourniture moyen en vigueur, soit la composante 'énergie' des ventes du Québec, estimée à 2,87 ¢/kWh<sup>81</sup> ».

L'intervenant CERQ/CSN/SPSI, s'appuyant sur cette position d'Hydro-Québec, soutient que le prix à payer est de 3 ¢/kWh.<sup>82</sup>

#### LE COÛT DU DERNIER PROJET

Les intervenants Boralex et La Régionale ont soutenu que le projet Ste-Marguerite devait servir de base pour établir le coût évité :

*« For us, the definition of avoided cost is basically the cost of the last completed project, or the last project in construction of the utility that, where we are dealing with. Now, my understanding is that in Quebec, that would be probably SM-3, and that is why I mentioned it in my remarks<sup>83</sup>. »*

*« (...) on pense que c'est le coût évité du dernier projet de production hydroélectrique, Ste-Marguerite, qui devrait être utilisé pour fixer les prix des producteurs privés (...) »<sup>84</sup>.*

*« (...) M. Caillé a mentionné à Victoriaville que ça lui coûterait au-delà de six sous (6 ¢), et si le détournement des rivières n'était pas fait, ce serait plus de sept sous du kilowattheure (7 ¢/kWh). Alors, c'est ce que M. Caillé a dit lui-même. J'étais présent<sup>85</sup>. »*

La principale raison invoquée pour utiliser le coût de Ste-Marguerite pour établir le coût évité est à l'effet que les données relatives au dernier projet complété ou dont la construction est très avancée sont beaucoup plus fiables que les prévisions de coût se rapportant à des projets à venir.

<sup>80</sup> ROEE, rapport d'expert de Martin Poirier, pages 8-9. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

<sup>81</sup> Hydro-Québec, *Plan stratégique 1998-2002*, page 34.

<sup>82</sup> CERQ/CSN/SPSI, Jean-Marc Pelletier, audience du 22 juin 1999, notes sténographiques, volume 13, page 55.

<sup>83</sup> La Régionale, Colin C. Coolican, audience du 17 juin 1999, notes sténographiques, volume 11, page 146.

<sup>84</sup> Boralex, Jacques Gauthier, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, page 15.

<sup>85</sup> Boralex, Bernard Lemaire, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, page 26.

## LE COÛT DES PROCHAINS PROJETS

Plusieurs intervenants, dont l'AQPER et le CERQ/CSN/SPSI, ont maintenu que les coûts évités devaient être basés sur le coût des projets que la production privée est susceptible de déplacer. L'AQPER a présenté des estimations du coût évité basé sur des projets futurs, tels le Bas Churchill, Grande Baleine et une centrale thermique au gaz naturel. Quant au CERQ/CSN/SPSI, il a principalement parlé du projet Toulousteouc dont l'annonce publique a été communiquée durant la période d'audience.

Certains autres intervenants ont également suggéré implicitement que le coût évité soit basé sur des projets futurs.

### b) *Opinion de la Régie*

Dans les décisions D-98-114 et D-99-19 précisant le cadre d'intervention de la présente cause, la Régie n'a pas abordé la question de l'efficacité énergétique. Toutefois, elle constate que plusieurs intervenants en ont discuté et que certains ont mis de l'avant une option additionnelle à celles proposées par les promoteurs de la production privée pour établir le coût évité. Malgré ce fait, la Régie estime que la preuve concernant l'efficacité énergétique est mince, entre autres, parce que les données présentées ne sont pas récentes.

Comme l'ont souligné certains intervenants, sans un plan de ressources ou une planification intégrée des ressources, on peut difficilement évaluer le rôle potentiel d'une source d'énergie en substitution à une autre. Ainsi l'information sur l'efficacité énergétique dans le cadre de l'audience présentée devant la Régie ne permet pas d'établir avec un minimum de précision le rôle qu'elle pourrait jouer comme alternative à la PPPH.

La Régie estime qu'une réelle mise en situation de l'efficacité énergétique face aux autres options énergétiques reste à faire. Toutefois, l'apport potentiel de l'efficacité énergétique n'est pas remis en question, mais la détermination d'un tel apport devra se faire dans un contexte plus global.

Comme exprimé dans l'avis 98-01, la Régie ne peut accepter l'utilisation du tarif de fourniture d'Hydro-Québec comme estimation du coût évité, car celui-ci est calculé sans référence aux coûts des options futures.

La Régie ne retient pas l'approche d'estimer le coût évité sur la base du coût de projets existants ou en construction. Par sa nature même, le concept de coût évité repose sur la possibilité d'éviter des coûts qui ne peuvent pas inclure des frais déjà

déboursés ou engagés irrévocablement. De plus, il n'est pas évident que des coûts de projets existants, bien que réels, soient représentatifs de coûts futurs.

La Régie note d'ailleurs que les intervenants qui proposent cette approche n'ont pas apporté de détails sur la méthode de calcul des coûts cités. Il existe en effet diverses façons d'exprimer les coûts (normalisés pour le facteur d'utilisation, suivant des principes comptables ou l'approche des annuités, exprimés en dollars courants ou dollars constants, etc.) qui donnent des résultats différents. De plus, aucune règle n'a été établie quant au choix du projet, terminé ou non, qui pourrait être retenu.

La Régie retient donc pour le présent dossier l'approche du coût évité, basé sur le coût estimé de la production future. Cette approche semble refléter les principes économiques applicables et peut être utilisée même en l'absence d'un exercice de planification des ressources.

#### **Recommandation # 4 :**

**La Régie recommande que le calcul du coût évité soit basé sur les coûts des projets futurs envisagés pour satisfaire à la demande.**

### **3.3 L'estimation du coût évité des prochains projets**

Le coût évité s'établit en deux étapes. La première consiste à établir le *coût marginal* de l'installation que la production privée permet de reporter. La deuxième étape consiste à établir le coût que les achats d'électricité auprès des producteurs privés permet d'éviter, soit le *coût évité*. Par exemple, un projet ne produisant que l'énergie aurait un coût évité qui tient compte uniquement des coûts de l'énergie et aucun crédit ne serait alloué pour la puissance.

Il arrive de confondre le coût marginal, le coût évité et le prix effectivement payé aux producteurs privés. Il s'agit de trois concepts différents bien que reliés. Ainsi le coût marginal de long terme d'Hydro-Québec est la somme de tous les coûts reliés au prochain projet que la société d'État doit réaliser pour répondre à la demande. Le coût évité fait référence aux coûts qu'Hydro-Québec n'aurait pas à encourir si d'autres projets se réalisaient, soit des petites centrales privées, soit des projets d'efficacité énergétique ou autres. Le coût évité est généralement différent du coût marginal d'Hydro-Québec parce que les projets de production privée ou d'efficacité énergétique ont généralement des caractéristiques différentes du projet de référence. Enfin le prix payé peut être égal au coût évité mais il peut aussi être différent, particulièrement si le prix versé est établi par appel d'offres concurrentiel.

### a) **Synthèse de la preuve**

#### LE COÛT DES PROCHAINS PROJETS

Dans son estimation des coûts évités, l'AQPER propose trois options, soit un grand complexe hydroélectrique comme celui de Grande Baleine, le projet Bas Churchill ou des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel. Elle considère qu'Hydro-Québec devra réaliser l'un ou l'autre des projets pour être en mesure de satisfaire la demande interne.<sup>86</sup>

Les données sur lesquelles est basée l'estimation du coût de ces projets proviennent de diverses sources. Ainsi les données concernant le projet Grande Baleine provient d'un document d'Hydro-Québec paru en 1992<sup>87</sup>. L'AQPER reprend les données apparaissant dans ce document et les transforme en annuités croissantes, indexées à 1,5 %<sup>88</sup>, pour pouvoir les comparer à la formule de prix proposée pour la petite production hydraulique.

L'analyse du projet Bas Churchill est « basée sur les communiqués du gouvernement de Terre-Neuve » et comprend le coût des équipements de production ainsi que ceux requis pour transporter l'énergie jusqu'à Montréal. L'AQPER précise :

*« Elle confirme un coût de production, à la centrale, inférieur à 3 ¢ mais, lorsqu'on ajoute les coûts marginaux de transport et les pertes jusqu'à Montréal, selon les principes normaux de calcul économique, on arrive à un coût moyen de l'ordre de 5,7 ¢/kWh en fonction de coûts de construction exprimés en valeurs courantes<sup>89</sup>. »*

Les hypothèses ayant servi à établir les coûts unitaires à partir des données globales fournies par le gouvernement de Terre-Neuve sont indiquées à l'annexe H du mémoire de l'AQPER. À partir des investissements globaux fournis et des données sur la puissance et l'énergie disponibles, cet intervenant calcule un coût unitaire (par kWh) pour la production et pour le transport à très haute tension jusqu'à Montréal. Ces coûts sont déterminés à partir d'hypothèses sur le coût du capital, sur les coûts d'exploitation et d'entretien, et sur la répartition de la production totale et des coûts totaux entre le Québec et Terre-Neuve.

Les coûts unitaires sont par la suite exprimés en dollars de 1998 sous forme d'annuités croissantes.

---

<sup>86</sup> AQPER, mémoire, pages 34-35.

<sup>87</sup> Hydro-Québec, *Plan de développement 1993 – Proposition - Moyens de production*, page 19.

<sup>88</sup> AQPER, mémoire, page 62.

<sup>89</sup> *Ibid.*, page 55. Le coût est exprimé en \$ courants à la date de mise en service.

L'AQPER retient aussi une option thermique pour les raisons suivantes :

*« De toute façon, l'absence d'éventuels nouveaux moyens de production hydraulique réalisables, moins coûteux, et suffisants pour répondre à la croissance des besoins québécois d'ici 2006, pourrait forcer Hydro-Québec à recourir à ce choix thermique. Ceci constitue donc un cas limite intéressant et pertinent<sup>90</sup>. »*

Son estimation du coût d'une centrale à gaz à cycle combiné provient de « (...) la prévision publiée par la ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION du gouvernement américain à ce sujet. Le prix prévu de l'énergie produite en 2005 par une nouvelle centrale est de 3.1 ¢ US (1996) par kWh ce qui équivaut actuellement à 4.8 ¢/kWh en devise canadienne de 1998<sup>91</sup>. »

L'AQPER ajoute à ce prix le coût des externalités associées aux émissions atmosphériques, soit 1,2 ¢/kWh. Ceci porte le coût de cette option à 6 ¢/kWh en valeur de 1998. Par la suite, l'AQPER transforme cette donnée en annuité croissante pour obtenir une valeur de 5,3¢/kWh<sup>92</sup>.

L'expert d'ARC/FACEF, dans le cadre de son analyse de l'évolution prévisible des prix de l'électricité sur le marché américain, a cité une étude de l'OCDE indiquant des prix semblables à ceux de l'AQPER pour une centrale thermique<sup>93</sup>.

Par ailleurs, CERQ/CSN/SPSI soutient que le prix à payer pour la production privée devrait être établi sur la base de 3 ¢/kWh et ce, parce que ce prix reflète non seulement le coût des centrales existantes mais aussi celui des projets à venir :

*« L'autre mécanique proposée, le tarif à consentir, bien, c'est un tarif basé sur les frais évités d'Hydro-Québec. Et on parle de trois cents (3 ¢) maximum. Et c'est ce qu'Hydro-Québec soutient, a toujours soutenu récemment, et qu'on voit notamment avec l'entente avec les autochtones. Donc trois sous (3 ¢) (...)»<sup>94</sup>. »*

---

<sup>90</sup> *Ibid.*, page 57.

<sup>91</sup> *Ibid.*

<sup>92</sup> *Ibid.*, pages 57, 58 et 62.

<sup>93</sup> ARC/FACEF, rapport d'expert de Pierre Lasserre, pages 19-21.

<sup>94</sup> CERQ/CSN/SPSI, Jean-Marc Pelletier, audience du 22 juin 1999, notes sténographiques, volume 13, pages 54-55.

**TABLEAU # 4**  
**PROJETS RETENUS PAR DIVERS INTERVENANTS POUR**  
**ESTIMER LES COÛTS ÉVITÉS D'HYDRO-QUÉBEC**

<b>Principaux intervenants ayant proposé</b>	<b>Projet</b>	<b>Coûts estimés ¢/kWh</b>	<b>Justification</b>
- AQPER	- Grande Baleine	4,0 <sup>1</sup>	- Grand projet étudié dans un passé récent et pour lequel des données existent
- AQPER	- turbines à gaz à cycle combiné	5,3 <sup>1</sup>	- Option qui pourrait être requise compte tenu des délais de réalisation.
- AQPER	- Bas Churchill	4,4 <sup>1</sup>	- Option la plus activement poursuivie par Hydro-Québec présentement.
CERQ/ CSN/SPSI	- Coût évité générique d'Hydro-Québec	3	- Soutient que les frais évités d'Hydro-Québec sont de 3 ¢/kWh, basé sur des affirmations d'Hydro-Québec et sur un article de journal concernant le projet Toulousteou.

<sup>1</sup> Les prix sont exprimés en \$ 1998, indexés à 1,5 %

#### LES COÛTS DE TRANSPORT

L'AQPER, certains producteurs privés et certains experts ont soutenu que tous les coûts reliés à la réalisation d'un projet devraient être inclus dans l'établissement des coûts marginaux de satisfaire la demande, y compris les coûts du transport requis pour acheminer la production de son lieu de production jusqu'à son lieu de consommation :

*« L'électricité qui serait produite à Grande Baleine ou à Churchill doit être transportée jusqu'à la boucle de 735 kV autour de Montréal. Le coût de ce transport et des pertes qui en résultent est inclus aux calculs de coûts évités<sup>95</sup>. »*

*« L'AQPER recommande donc avec insistance qu'une juste évaluation des véritables coûts marginaux ou différentiels de transport et de pertes d'énergie soit incluse dans la détermination du coût évité<sup>96</sup>. »*

<sup>95</sup> AQPER, mémoire, page 35.

<sup>96</sup> *Ibid.*, page 49.

Selon OC/ACQ :

*« The appropriate **avoided cost** would be the present value of the capital and operating expenditures that could be avoided by purchasing independently generated power. It would include the deferral of both incremental generating capacity and incremental transmission capacity, as well as variable production costs<sup>97</sup>. »*

Quant au témoin expert du ROEE, à la question de savoir si on devait inclure dans les coûts évités les coûts de transport du projet Bas Churchill, il a répondu :

*« Tout à fait, dans la mesure du possible, il faudrait prendre en considération les différences de coûts de transport<sup>98</sup>. »*

Selon Indufina :

*« Or c'est une évidence assez élémentaire que les kWh produits par une quelconque centrale n'ont strictement aucune valeur tant qu'ils n'ont pas été acheminés sur leur lieu de consommation<sup>99</sup>. »*

Bien qu'Hydro-Québec n'ait pas déposé directement sur les coûts de transport, sa réponse à une question de la Régie portant sur les coûts additionnels indique clairement que, selon elle, le prix à payer aux producteurs privés ne tient pas compte des coûts marginaux de transport :

*« Les coûts additionnels représentent principalement la différence ou l'écart entre le prix à payer pour la petite production hydraulique et le tarif de fourniture d'Hydro-Québec prévu à son Plan stratégique 1998-2002<sup>100</sup>. »*

Les données contenues au Plan stratégique 1998-2002 réfèrent uniquement aux coûts de production, à l'exclusion des coûts de transport.

Cependant, certains intervenants ont indiqué que le prix payé aux producteurs privés devait être réduit d'un montant pour tenir compte de l'utilisation du réseau de transport par le producteur privé :

*« (...) aucune production d'électricité acquise par le Distributeur ne saurait être exemptée de frais de transport. Cela provoquerait un déplacement d'une partie des revenus requis de TransÉnergie vers le reste des usagers du réseau et contreviendrait aux obligations que lui impose le règlement 659 à l'effet d'appliquer des tarifs de transport publiés et non discriminatoires pour l'accès à son réseau<sup>101</sup>. »*

---

<sup>97</sup> OC/ACQ, rapport d'expert de John Todd, page 5.

<sup>98</sup> ROEE, Martin Poirier, audience du 15 juin 1999, notes sténographiques, volume 9, pages 210-211.

<sup>99</sup> Indufina, mémoire, page 14.

<sup>100</sup> Hydro-Québec, réponses aux demandes de renseignements, page 1.

<sup>101</sup> CERQ/CSN/SPSI, mémoire, page 34. L'intervenant ARC/FACEF recommande aussi d'appliquer le règlement 659 pour toute « consommation non locale ». ARC/FACEF, argumentation finale, page 29.

Ces intervenants ont soutenu que la production privée devait utiliser le réseau de transport pour rejoindre le consommateur et ce, même si la consommation avait lieu dans la région où est produite l'électricité. Un des arguments avancés est à l'effet que les services ancillaires sont offerts avec le tarif de transport et ne peuvent en être dissociés. Ils bénéficient à tous, même au niveau de la distribution :

*« C'est intégré dans le tarif du réseau de transport, sauf que ces services ancillaires-là desservent une clientèle et ils sont transités, les services, par le réseau de transport, ils s'appliquent au réseau de distribution. Si le client bénéficie d'un bon service, d'une sécurité d'approvisionnement, et caetera, c'est dû à tous ces services ancillaires-là qui appartiennent, qui relèvent du réseau de transport<sup>102</sup>. »*

Toutefois, dans son argumentation finale, le RNCREQ précise la portée du règlement 659 :

*« Si cette énergie est spécifiquement affectée pour desservir les charges du distributeur, aucuns frais additionnels s'y appliquent, au-delà de la proportion des revenus requis de TransÉnergie déjà payée par Hydro-Québec pour desservir la demande québécoise. Si, par contre, l'énergie de la centrale en question est affectée aux exportations, c'est le tarif point à point (qui varie autour de 1,5 ¢/kWh, selon le facteur d'utilisation) qui s'applique.*

*(... )*

*Autrement dit, peu importe quelle centrale est affectée pour exportation, dans la mesure où l'énergie achetée s'ajoute aux exportations, il crée une obligation de payer le tarif de point à point pour chaque kilowattheure produit. Si, par contre, cette énergie est requise pour desservir la charge locale (la demande québécoise), elle ne crée aucune obligation additionnelle<sup>103</sup>. »*

<sup>102</sup> CERQ/CSN/SPSI, Gérald Roberge, audience du 22 juin 1999, notes sténographiques, volume 13, page 198.

<sup>103</sup> RNCREQ, argumentation finale, pages 16-17. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

## L'INDEXATION

Plusieurs intervenants ont maintenu que le prix versé pour la production privée ne devait pas être indexé ou, tout au plus, indexé à l'indice des prix à la consommation (IPC) réel ou aux augmentations réelles du tarif L. Pour sa part le RNCREQ a proposé :

*« Or, comme certains promoteurs l'ont souligné, l'essentiel des coûts de cette production est engagé dans la construction des infrastructures, les dépenses d'exploitation représentant 20 à 30 % maximum. De plus, le financement de ces projets se fait sur 20 à 25 ans à un taux fixe. Dans ce contexte il n'y a aucune justification à inclure au prix offert une indexation sur la totalité du prix au kilowatt/heure, mais seulement sur la portion des coûts d'opération<sup>104</sup>. »*

En réponse à une demande de renseignements du ROEE, l'AQPER a expliqué ainsi pourquoi elle avait retenu un taux d'indexation de 1,5 % :

*« Il ne s'agit pas d'un ajustement de prix mais d'une répartition des paiements dans le temps selon la formule d'annuité croissante, (...) Cette annuité est financièrement équivalente au prix constant correspondant et elle n'affecte en rien le coût à Hydro-Québec sur l'ensemble de la période considérée.*

*Le niveau de 1,5 % a été utilisé parce qu'il contribue le mieux à maintenir une situation financière stable et équilibrée pour le promoteur<sup>105</sup>. »*

L'AQPER a aussi montré à l'aide d'un exemple que, pour Hydro-Québec, l'indexation n'entraîne pas de coûts additionnels. Toutefois, un prix constant sera, au point de départ, considérablement plus élevé que le prix indexé<sup>106</sup>. L'AQPER a aussi indiqué que le taux utilisé pour établir le prix à payer pour la production privée est le même que celui utilisé pour établir le coût marginal des différentes options qui s'offrent à Hydro-Québec. Pour que le prix payé ou le prix plafond soit égal au coût évité, il faut utiliser le même taux pour l'ensemble des calculs :

*« Toutes les comparaisons avec les scénarios A, B et C ont été ajustés sur cette base. Toute autre hypothèse d'indexation conduirait aux mêmes résultats relatifs<sup>107</sup>. »*

<sup>104</sup> Ibid., page 18. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites)

<sup>105</sup> AQPER, réponses aux demandes de renseignements, page 61.

<sup>106</sup> AQPER, mémoire, page 62.

<sup>107</sup> AQPER, réponses aux demandes de renseignements, page 61.

**Observation # 6 :**

**Selon la preuve déposée par les intervenants, les coûts des prochains projets d'Hydro-Québec pourraient varier de 3 à 5,3 ¢/kWh (Tableau 4). Une large part des intervenants ont exprimé l'opinion à l'effet que les coûts de transport additionnel associé au projet devraient être inclus dans l'établissement des coûts évités pour satisfaire la demande.**

**b) Opinion de la Régie**

Comme indiqué précédemment, la Régie considère que le coût évité est l'approche à utiliser pour établir la valeur de l'électricité des producteurs privés. Toutefois, comme le soutiennent dans leur argumentation finale OC/ACQ<sup>108</sup> et le RNCREQ<sup>109</sup>, la Régie n'a pas les renseignements suffisants pour établir le coût évité de façon définitive.

La Régie n'a pas encore examiné ni validé un plan de ressources d'Hydro-Québec dans le cadre de sa loi constitutive. De plus, cette dernière n'a pas fourni d'information sur ses prochains projets et elle soutient même que « (...) *la nature et l'étendue de l'exercice de sa compétence (de la Régie), relative à la production de l'électricité par Hydro-Québec doivent être définies par les autorités compétentes et qu'entre-temps, elle n'entend pas en traiter*<sup>110</sup>. »

Quant à l'estimation de 3 ¢/kWh présentée par CERQ/CSN/SPSI, la Régie ne peut pas l'accepter. L'intervenant qui a fourni cette information concernant le projet de Toulousteouc n'a pu indiquer comment avait été établie la donnée citée, laquelle provenait d'un article de journal. Aucune autre donnée n'a été présentée à la Régie pour démontrer qu'Hydro-Québec pouvait réaliser des projets à ce coût.

Concernant les estimations de coûts soumises par l'AQPER, celles-ci sont présentées en détail et se basent sur des options ouvertes à Hydro-Québec afin d'augmenter ses ventes à long terme.

La Régie considère que le coût évité doit inclure les coûts du transport additionnel associé aux nouveaux projets de production, et ce, dans la mesure où des équipements de transport seraient requis pour acheminer la production d'une nouvelle centrale vers les centres de consommation.

<sup>108</sup> OC/ACQ, argumentation finale, page 4.

<sup>109</sup> RNCREQ, argumentation finale, page 14.

<sup>110</sup> Lettre d'Hydro-Québec à la Régie de l'énergie, 9 juin 1999, page 6.

Ceci reste vrai même si les équipements de transport étaient classés sous la rubrique *transport* dans la définition légale des actifs d'Hydro-Québec et même si l'utilisation de ces équipements était assujettie aux tarifs de transport. La Régie est d'avis que le coût évité doit inclure tous les coûts que la production privée permet à Hydro-Québec d'éviter. D'ailleurs les experts sont, à toutes fins utiles, unanimes à cet égard.

Ainsi, dans le coût évité, il convient d'inclure, en plus du coût des équipements de production, le coût des installations de transport si le projet marginal entraîne des ajouts ou des modifications au réseau de transport pour acheminer l'électricité au marché sur lequel elle sera consommée. Exclure du coût évité, un ou l'autre des éléments des coûts additionnels occasionnés par le projet marginal, amène à des choix qui ne sont pas optimaux pour la société. Ajouter au coût évité des éléments qui ne sont pas reliés à des coûts additionnels aurait la même conséquence.

Selon la Régie, le fait que l'on doive, pour effectuer des choix optimaux, tenir compte de tous les coûts additionnels, y compris les coûts de transport, ne présume rien au niveau de la tarification. Les actifs ou les achats de transport pourront être inclus dans la base tarifaire appropriée lors des causes tarifaires.

Cependant, elle ne peut considérer les estimations de l'AQPER que comme indicatives d'un coût marginal et dès lors n'en retient aucune au titre d'estimation définitive, pour les considérations suivantes :

- la Régie note que les coûts présentés de futures centrales hydrauliques au Québec, comme celui de Grande Baleine, proviennent d'analyses effectuées en 1992 avec des données de cette époque, lesquelles pourraient nécessiter une certaine mise à jour;
- la Régie ne retient pas le projet d'une centrale à turbine à gaz à cycle combiné puisqu'elle ne dispose d'aucune information à l'effet qu'Hydro-Québec projette de réaliser des projets de ce type au Québec. De plus, les coûts présentés pour les centrales thermiques ne sont pas pertinents parce qu'elles ne représentent pas l'option la moins chère pour Hydro-Québec pour satisfaire à la demande;
- dans le cas des coûts du Bas Churchill, la Régie note que les estimations sont basées sur un projet en élaboration;
- pour calculer des coûts à partir de ces données de base, l'AQPER utilise plusieurs paramètres non validés par la Régie, soit le coût du capital et les coûts d'exploitation et d'entretien, lesquels devraient être analysés par la Régie avant d'être utilisés comme estimation définitive du coût évité.

Dans les circonstances actuelles, la Régie considère que le coût marginal d'Hydro-Québec doit s'établir à partir du projet Bas Churchill. Parmi les projets pour lesquels des données fiables ont été présentées à la Régie, c'est le projet le plus

activement développé par Hydro-Québec et les estimations présentées sont le résultat de calculs appropriés du coût évité. Elles fournissent donc des indications valables du coût évité.

Comme indiqué précédemment, tous les coûts reliés au projet marginal doivent être inclus dans les coûts marginaux. La même logique implique, en contrepartie, que tous les coûts additionnels reliés à la production privée soient supportés par les producteurs privés. Ainsi, la Régie considère que les frais de raccordement, y compris les modifications aux installations d'Hydro-Québec qui sont requises pour accepter la production privée sur son réseau, doivent être supportés par les producteurs privés.

La Régie constate que l'AQPER utilise dans ses analyses de coût, l'approche des annuités croissantes; ceci est habituel dans les calculs économiques dans l'industrie électrique, comme le démontre l'utilisation du *Real Levelised Cost* aux États-Unis. Cependant, il n'est pas évident pour la Régie que tous les coûts mentionnés dans la présente cause aient été établis selon cette approche.

Toutefois, lorsque cette approche est utilisée pour établir les coûts marginaux, la Régie considère qu'il est justifié, comme le soutient l'AQPER, d'indexer les prix payés pour la production privée et le prix plafond le cas échéant. La méthode donne des résultats justes en autant que le même taux est utilisé, tant pour établir les coûts que pour indexer les prix et ce, quel que soit le taux utilisé. En respectant cette façon de faire, on s'assure que la valeur présente du prix plafond applicable sera égale à celle du coût évité. Entre d'autres mots, si le coût marginal est indexé, le prix plafond devra être sujet à une augmentation annuelle correspondante.

**Recommandation # 5 :**

**La Régie est d'avis que le coût évité doit inclure tous les coûts que la production privée permet à Hydro-Québec d'éviter. Ainsi, la Régie considère justifié que l'estimation du coût évité inclut les coûts du transport additionnel associé aux nouveaux projets de production.**

**Recommandation # 6 :**

**La Régie recommande que les coûts évités soient exprimés dans la forme d'annuités croissantes. De même, la Régie est d'avis que le prix payé, ou le prix plafond, doit être indexé sur la même base.**

**Recommandation # 7 :**

**La Régie est d'avis que le coût évité à utiliser dans le présent dossier doit être établi à partir du projet Bas Churchill.**

**Recommandation # 8 :**

**La Régie est d'avis que les frais de raccordement, y compris les modifications requises aux installations d'Hydro-Québec pour accepter la production privée sur son réseau, doivent être supportés par les producteurs privés.**

**3.4 LES AJUSTEMENTS NÉCESSAIRES POUR ÉTABLIR LE COÛT ÉVITÉ****a) Synthèse de la preuve**

## LES COÛTS DE TRANSFORMATION

Selon l'AQPER, le coût évité devrait inclure une majoration de 5 %, soit 0,225 ¢/kWh, pour tenir compte du coût de transformation du réseau haute tension à des niveaux intermédiaires de tension, un coût qui représente à la fois le coût des équipements et des pertes<sup>111</sup>.

Par contre, comme déjà mentionné, certains intervenants ont soutenu que la production privée devrait nécessairement être acheminée via le réseau de transport pour rejoindre le consommateur et ce, même si la consommation se faisait localement. Ainsi, à cause des services ancillaires, le client bénéficie d'une sécurité d'approvisionnement.

## LES COÛTS D'INTÉGRATION

Le CERQ/CSN/SPSI a fait référence dans ses interventions à des frais d'intégration et à des ajustements qui devraient être faits aux prix versés aux producteurs privés pour tenir compte du fait que le service offert est non garanti.

Il a soutenu qu'étant donné que le producteur « (...) n'a pas d'obligation légale ou autres quant à la livraison de la marchandise au client final, des frais de non-garantie doivent être déduits du tarif consenti à tout producteur indépendant<sup>112</sup>. »

<sup>111</sup> AQPER, mémoire, page 35.

<sup>112</sup> CERQ/CSN/SPSI, Jean-Marc Pelletier, audience du 22 juin 1999, notes sténographiques, volume 13, page 53.

Suite aux questions posées en audience, le CERQ/CSN/SPSI a fourni, le 2 juillet 1999, un document additionnel dans lequel il reprend la définition et les estimations du coût d'intégration telles que publiées par le MRN, dans le cadre du Débat public sur l'énergie :

*« Dans ce document, les coûts d'intégration au réseau existant sont donc définis en fonction des coûts reliés à la réserve en puissance et en énergie et évalués sur cette base pour toutes les filières énergétiques analysées. Ils sont toujours appliqués en sus des coûts de la fourniture (incluant tant la puissance que l'énergie) (... )<sup>113</sup>. »*

Selon ce document, il y a un différentiel de 0,5 ¢/kWh entre les coûts d'intégration des grandes et petites (moins de 25 MW) centrales. Après avoir cité ces données, l'intervenant ajoute :

*« Ces données fournies par le ministère des Ressources naturelles en 1995 soulèvent de nombreuses questions auxquelles nous ne pouvons malheureusement pas apporter des réponses susceptibles de dissiper toute ambiguïté. Seuls Hydro-Québec ou le MRN pourraient produire de telles informations à notre avis<sup>114</sup>. »*

#### LA CONTRIBUTION À LA POINTE

L'AQPER a proposé que le tarif payé aux producteurs privés soit basé uniquement sur la valeur de l'énergie fournie, et que *« (... ) la planification d'Hydro-Québec (... ) n'attribue aucune valeur significative à la puissance »*. Pour appuyer cette affirmation l'AQPER rappelle que *« (... ) Hydro-Québec a signé, en 1998, un contrat d'achat de 725 MW de puissance ferme pour 25 ans auprès d'Alcan. Enfin Hydro-Québec met fin à ses programmes de puissance interruptible pour les clients industriels. »<sup>115</sup>*

L'AQPER reconnaît que les petites centrales fournissent moins de puissance que les grandes centrales munies de réservoirs, mais elle estime, à partir des caractéristiques des projets analysés dans le cadre de la présente cause, que *« (... ) la contribution à la fine pointe du bloc de 300 MW suggérés par l'AQPER est quand même important et s'élèverait à 177 MW, soit 59 % des 300 MW installés et 84 % des 210 MW souscrits. »<sup>116</sup>*

L'AQPER a également indiqué que la contribution à la pointe varie par type de centrale :

*« Les sites publics ne sont pas régularisés et leur contribution en hiver est relativement faible. Quant aux sites semi-publics ou privés, certains sont régularisés par des réservoirs déjà existants et situés en amont et d'autres n'utilisent qu'une*

<sup>113</sup> CERQ/CSN/SPSI, réponses aux engagements pris en audience, page 1.

<sup>114</sup> Ibid., page 2.

<sup>115</sup> AQPER, réponses aux demandes de renseignements, page 21.

<sup>116</sup> AQPER, argumentation finale, page 36.

*faible partie du débit disponible; ils ont donc un facteur d'utilisation élevé. Nous avons fait l'hypothèse (que nous considérons représenter un minimum) que les sites régularisés auraient durant les mois de décembre, janvier, février et mars une puissance effective à la puissance souscrite<sup>117</sup>. »*

Par contre, plusieurs intervenants, notamment le RNCREQ ainsi que le Groupe STOP et la Coalition Verte, ont insisté pour que le prix à payer, qu'il soit basé sur les coûts évités ou autrement, soit ajusté pour tenir compte de la contribution attendue des petites centrales 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 notamment disponible à la pointe à près de 100 %, même si son facteur d'utilisation n'est que de 60 %. La 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 (...)»<sup>118</sup> »*

*« (...) ça diminue encore la pertinence des cas comme la centrale Churchill, comme estimation des coûts évités de ressource de rechange pour évaluer la valeur, dans le sens que, dans les coûts du projet Churchill, il y a beaucoup d'argent justement dédié à augmenter la puissance<sup>119</sup>. »*

L'intervenant Groupe STOP et la Coalition Verte a aussi fait une mise en garde quant à la méthode utilisée par l'AQPER :

*« Cette méthode peut, on l'a vu, amener à des simplifications erronées quant à ce que la petite et la moyenne production permet d'éviter.*

*Plus grave encore, l'indistinction entre les projets place à un niveau comparable des projets répondant à des besoins de puissance et d'énergie et ceux répondant uniquement à un besoin d'énergie<sup>120</sup>. »*

<sup>117</sup> AQPER, réponses aux demandes de renseignements, annexe 11.

<sup>118</sup> RNCREQ, rapport d'expert de Philip Raphals et Philippe Dunsky, pages 17-18.

<sup>119</sup> RNCREQ, Philip Raphals, audience du 1<sup>er</sup> juin 1999, notes sténographiques, volume 1, page 65.

<sup>120</sup> Groupe STOP et la Coalition Verte, mémoire, page 3-23.

**b) *Opinion de la Régie***

## LES COÛTS DE TRANSFORMATION

Selon la Régie, il ne faut pas inclure dans le coût évité le coût des équipements de transformation car, même si la plupart du temps la petite production hydroélectrique pourrait desservir des charges locales sans transiter sur le réseau très haute tension, les équipements de transformation sont nécessaires pour garantir la fiabilité d'un service sans interruption. En effet, un producteur privé ne peut garantir l'alimentation des charges locales comme peut le faire un réseau de transport relié à des centrales de différents types, notamment à de grandes centrales hydroélectriques avec réservoir. La production privée est sujette à des arrêts dus à des pannes ou requis pour l'entretien. De plus, il est fréquent que la production locale soit plus grande ou plus petite que la charge locale de sorte que les équipements de transformation seront mis à contribution, soit pour assurer la continuité du service, soit pour écouler les surplus de production.

Quant aux pertes de transformation entre le réseau de très haute tension et le réseau de distribution, celles-ci pourraient être incluses dans le coût évité, en supposant que normalement la petite production hydroélectrique alimenterait des charges avoisinantes.

## LES COÛTS D'INTÉGRATION

La Régie reconnaît qu'Hydro-Québec comme utilité publique a l'obligation de fournir un service fiable et continu et que ceci entraîne des coûts. Ces coûts peuvent varier selon la filière et il convient d'en tenir compte dans l'établissement des coûts évités. Selon les informations présentées à la Régie, les frais d'intégration, tels que définis dans les documents soumis, tiennent compte de cette réalité, ce que le CERQ/CSN/SPSI appelle les frais de « *non-garantie* » du service offert par les producteurs privés.

La Régie considère donc que le prix payé aux producteurs privés devrait tenir compte des coûts d'intégration de cette filière au réseau d'Hydro-Québec. Toutefois, les données présentées en preuve ne permettent pas d'établir le montant des frais d'intégration associés aux différentes filières accessibles à Hydro-Québec.

## LA CONTRIBUTION À LA POINTE

L'information soumise par l'AQPER à la Régie ne lui permet pas de conclure qu'Hydro-Québec n'a pas de besoin en puissance. Elle ne peut donc souscrire à

l'idée que le profil de la demande ait changé au point où les besoins en puissance d'Hydro-Québec aient, à toutes fins utiles, disparu. D'ailleurs, les caractéristiques du projet Bas Churchill présentées à l'annexe H du mémoire de l'AQPER semblent indiquer le contraire, notamment le grand apport de puissance par rapport à l'apport en énergie (2 264 MW et 10,5 TWh).

Dans une telle situation, il est indiqué de faire l'ajustement décrit au rapport publié lors du Débat public sur l'énergie qui explique que la planification d'un réseau électrique nécessite la normalisation des coûts pour les rendre comparables :

*« Les filières ayant un facteur d'utilisation supérieur à 60 % fournissent donc moins de puissance pour la même quantité d'énergie. Dans un tel cas, Hydro-Québec doit installer des équipements de pointe supplémentaires pour combler le besoin résiduel de puissance et pouvoir satisfaire à la demande de pointe. Pour tenir compte de cette situation, on attribue à ces filières le coût des équipements de pointe supplémentaires nécessaires. Le coût additionnel utilisé dans notre analyse est le coût unitaire du suréquipement hydroélectrique, conformément aux orientations stratégiques actuelles de l'entreprise<sup>121</sup>. »*

La Régie considère donc que le prix d'achat applicable à la production privée devrait tenir compte de la contribution à la pointe des producteurs privés. Si cette approche était utilisée pour calculer les coûts évités du bloc de 300 MW proposé par l'AQPER, ceux-ci seraient considérablement inférieurs aux coûts du Bas Churchill. Cette conclusion découle du fait que la contribution en période de pointe des petites centrales serait généralement de loin inférieure, en termes relatifs, à celle d'une alimentation à partir du Bas Churchill. Ainsi, sur les 300 MW proposés par AQPER, il n'y aurait que 177 MW disponibles en pointe. Par contre, la puissance de 2 264 MW du projet Bas Churchill serait, à toutes fins utiles, entièrement disponible à la pointe.

La Régie considère donc que des ajustements significatifs doivent être apportés au coût du projet Bas Churchill pour que celui-ci puisse être utilisé afin de refléter le coût évité par la petite production hydroélectrique.

La Régie note que les caractéristiques des projets varient de l'un à l'autre. Selon l'AQPER les sites régularisés par des réservoirs existants auront sans doute une bonne contribution à la pointe alors que celle des sites publics sera plus faible. Il est donc important qu'une tarification appropriée reflète cette réalité.

---

<sup>121</sup> Ministère des Ressources naturelles, *La Production d'électricité - Cahier d'information sur le débat public*, 1995, page 22.

La Régie constate que les estimations du coût marginal d'Hydro-Québec présentées en preuve ne permettent pas de dégager, du coût marginal total estimé, la composante puissance. La Régie ne peut donc proposer une tarification qui refléterait correctement la valeur de la puissance pour Hydro-Québec.

Même si elle dispose uniquement d'estimations, la Régie croit que le coût évité du bloc de 300 MW proposé par l'AQPER serait probablement inférieur à 4 ¢/kWh.

Toutefois, la Régie reconnaît qu'il est important d'établir les coûts évités sur des données validées qui permettraient d'établir correctement la valeur de la production privée. C'est pourquoi elle recommande que, dans l'éventualité où des achats étaient effectués auprès des producteurs privés dans le cadre d'une quote-part, Hydro-Québec devrait fournir à la Régie toute l'information nécessaire à l'établissement d'un tarif d'achat reflétant les coûts évités et tenant compte des principes suivants :

- a) le coût marginal d'Hydro-Québec devrait refléter le coût des futures centrales projetées par Hydro-Québec pour lesquelles il n'y a pas encore d'engagement ferme;
- b) tous les coûts associés aux projets futurs devraient être considérés, incluant les coûts des équipements de transport additionnel;
- c) les mêmes paramètres économiques devraient être utilisés tant pour établir le tarif que pour déterminer le coût des projets de production (vie utile des équipements, taux d'inflation et d'actualisation, etc.);
- d) la méthodologie des annuités croissantes devrait être utilisée;
- e) les pertes de transport et de transformation jusqu'au niveau du réseau de distribution devraient être prises en compte;
- f) les coûts associés aux équipements de transformation pour réduire la tension de 735 kV, ainsi que tous les coûts et pertes de distribution devraient être exclus;
- g) les coûts additionnels occasionnés pour intégrer les petites centrales au réseau d'Hydro-Québec devraient être à la charge des producteurs privés;
- h) les coûts marginaux de l'énergie et de la puissance devraient être établis; le calcul du coût de la puissance devrait être basé sur le coût des équipements de pointe pertinents à l'époque considérée;
- i) la tarification devrait refléter la valeur des livraisons de l'électricité en période de pointe et hors pointe.

**Observation # 7 :**

**Dans le cas du bloc de 300 MW proposé par l'AQPER, le coût évité serait, selon la Régie, probablement inférieur à 4 ¢/kWh.**

**Recommandation # 9 :**

**La Régie recommande que, dans les ajustements reliés à la transformation, seuls les coûts des pertes de transformation doivent être considérés dans les coûts évités.**

**Recommandation # 10 :**

**La Régie est d'avis que les prix payés aux producteurs privés devraient tenir compte des coûts d'intégration de cette filière au réseau d'Hydro-Québec.**

**Recommandation # 11 :**

**La Régie est d'avis que le coût évité pour la petite production hydroélectrique ne peut être calculé à partir du coût du projet Bas Churchill qu'après y avoir apporté les ajustements requis.**

**Recommandation # 12 :**

**La Régie recommande qu'un tarif d'achat soit élaboré afin de refléter les coûts évités et de tenir compte de la contribution de chaque projet à la pointe.**

### **3.5 LES AVANTAGES POUR LA SOCIÉTÉ**

Les avantages pour la société d'avoir recours à la production privée sont regroupés en trois catégories :

- les recettes gouvernementales;
- les emplois;
- les autres avantages pour la société, tels que présentés par l'AQPER.

Pour ce qui est des avantages fiscaux, la Régie a demandé à tous les intervenants de lui soumettre des commentaires sur la façon d'intégrer dans l'établissement du prix à payer aux producteurs privés les éléments suivants qui étaient repris de la lettre du ministre d'État du 11 juin 1998, à savoir :

- les apports fiscaux;
- la perception de redevances;
- la récupération par le gouvernement, à la fin du bail sur les forces hydrauliques et sans frais pour lui, des installations de production d'électricité;

- la vente par Hydro-Québec, à leur juste valeur marchande, de ses équipements de production désaffectés;
- le potentiel sur les marchés extérieurs pour l'expertise, le savoir-faire et les technologies développés localement dans l'industrie de la production privée;
- les revenus potentiels pour les entreprises du Québec sur ces marchés externes.

a) ***Synthèse de la preuve***

RECETTES GOUVERNEMENTALES

L'estimation des avantages fiscaux, telle que présentée par l'AQPER, apparaît au Tableau 6-8 de son mémoire. Celui-ci est reproduit ci-après et il contient des données pour chacune des options qu'Hydro-Québec pourrait prendre pour satisfaire à la demande québécoise<sup>122</sup>.

---

<sup>122</sup> AQPER, mémoire, page 41.

**TABLEAU # 5**  
**Synthèse des recettes additionnelles du gouvernement du**  
**Québec à intégrer au prix socialement acceptable de la quote-part**  
**exprimées en ¢/kWh (Tableau 6-8 de l'AQPER)**

	<b>Bloc proposé vs scénario A Gaz naturel</b>	<b>Bloc proposé vs scénario B Churchill</b>	<b>Bloc proposé vs Scénario C Grande Baleine</b>
<b>a) Apports fiscaux</b>			
<i>Résultant de l'exploitation</i>	0,39	0,34	0,25
<i>Résultant de la construction</i>	0,28	0,20	0,05
<i>Sous-total</i>	0,67	0,54	0,30
<b>b) Redevances hydrauliques</b>	0,30	0,30	0,30
<b>c) Vente des équipements</b>	0	0	0
<b>d) Récupération des sites</b>	0,10	0,10	0,10
<b>e) Potentiel d'exportation</b>	-	-	-
<b>f) Revenu d'exportation</b>	0,15	0,15	0,15
<b>TOTAL</b>	1,22	1,09	0,85
<b>TOTAL ARRONDI</b>	1,2	1,1	0,8

Les commentaires des intervenants ont souvent porté, non pas sur un élément spécifique du tableau de l'AQPER, mais plutôt sur l'ensemble des éléments indiqués. Ainsi, plusieurs d'entre eux se sont objectés à ce que les éléments autres que le coût évité soient considérés dans l'établissement du prix à verser aux producteurs privés. Plusieurs ont également insisté sur le fait que certains éléments, notamment les retombées fiscales, étaient des éléments communs à toutes les options et qu'il ne convenait pas de les considérer dans l'établissement du prix à payer. Ainsi, selon l'intervenant ARC/FACEF, « (...) aucune considération économique ou autre ne justifie l'inclusion des apports fiscaux, des redevances hydrauliques de même que des revenus potentiels à l'exportation dans le prix socialement acceptable. Elles recommandent donc de ne pas en tenir compte lors de l'établissement de ce prix<sup>123</sup>. »

<sup>123</sup> ARC/FACEF, argumentation finale, page 24.

Pour sa part, l'expert du ROEE soutient que :

*« Le fait d'inclure une partie ou la totalité des retombées fiscales dans le prix d'achat auprès des petits producteurs privés équivaldrait dans les faits à annuler ces impôts et taxes. Cela supposerait une remise en question de l'équité du système fiscal québécois et canadien et nous ne croyons pas que la Régie ait comme mandat ou compétence de se prononcer sur la pertinence des mesures fiscales existantes<sup>124</sup>. »*

En contre-interrogatoire, l'expert du ROEE indiquait que le fait d'inclure ces éléments dans le prix versé aux producteurs privés constituerait une subvention :

*« (...) à mon avis, c'est une subvention implicite dans le sens où on ne fait pas payer à l'industrie ce que l'industrie devrait payer en redevances hydrauliques et en impôts<sup>125</sup>. »*

L'expert d'OC/ACQ a exprimé une opinion semblable :

*« (...) we are talking about setting a price for small hydro independent power production and what I am suggesting is that if there were an attempt to level the playing field for some cost that (...) independent power producers bear and Hydro-Québec does not, than that implies paying them a premium which is a subsidy that would be borne by rate payers<sup>126</sup>. »*

Un des experts de l'AQPER a indiqué, en contre-interrogatoire, que la quantification des éléments indiqués à la question 3.2 de la Régie sert uniquement à faire une comparaison, au niveau de la société, des différentes options qui s'offrent pour répondre à la demande :

*« Et quand on veut faire la comparaison au niveau de la société, bien, on met tous les coûts ou les revenus évités dans chacun des cas. (...) C'est simplement un calcul comparatif de trois scénarios<sup>127</sup>. »*

Pour l'AQPER, le concept du prix socialement acceptable ne sert pas à établir le prix à payer aux producteurs privés. Ainsi, elle a précisé que *« (...) dans aucun cas, on ne propose que ces éléments-là servent de subvention en augmentant le prix qui doit être payé<sup>128</sup>. »* Cet intervenant considère que la différence entre le prix à payer et le prix socialement acceptable sert à démontrer les avantages d'avoir recours à la production privée pour combler une partie des besoins du Québec :

*« (...) à partir du moment où on dit que le coût évité d'Hydro-Québec est quatre point huit cents (4,8 ¢) et que le ministre des Finances retient un point un cent*

<sup>124</sup> ROEE, rapport d'expert de Martin Poirier, page 20.

<sup>125</sup> ROEE, Martin Poirier, audience du 15 juin 1999, notes sténographiques, volume 9, page 209.

<sup>126</sup> OC/ACQ, John Todd, audience du 3 juin 1999, notes sténographiques, volume 3, page 137.

<sup>127</sup> AQPER, Pierre Bolduc, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, page 304.

<sup>128</sup> Ibid., page 303.

*(1,1 ¢) en choisissant la petite production hydroélectrique plutôt que disons Churchill Falls, c'est justifié à ce moment-là<sup>129</sup>. »*

Bien que le concept du prix socialement acceptable ait suscité beaucoup de commentaires, les intervenants, à quelques exceptions près<sup>130</sup>, ont soutenu qu'il ne serait pas justifié de verser des subventions aux producteurs privés sous la forme d'un prix supérieur à la valeur de l'électricité achetée des producteurs privés. Certains producteurs privés ont eux aussi indiqué clairement qu'ils ne demandaient pas de subventions mais un prix basé sur le coût évité.

*« Tu as un tarif qui est un coût évité, et puis il s'applique tout le temps. Si tu es capable de rentrer à l'intérieur de ce prix-là, c'est parfait, sinon ça ne marche pas. Ce n'est pas de subventionner l'industrie. C'est de lui accorder le tarif que l'État évite tout simplement<sup>131</sup>. »*

L'AQPER tient compte dans l'établissement du prix socialement acceptable des montants que le gouvernement perçoit à titre de redevances sur les forces hydrauliques, estimés à 0,3 ¢/kWh, ainsi que ceux perçus en impôts sur le revenu des sociétés, évalués à 0,22 ¢/kWh<sup>132</sup>.

Si les opinions étaient assez unanimes à l'effet que les revenus fiscaux du gouvernement ne devaient pas être inclus dans le prix à payer, les positions étaient moins claires concernant les redevances hydrauliques et les impôts sur le revenu des sociétés. Ainsi, Boralex a demandé que le prix payé aux producteurs privés tienne compte des coûts additionnels :

*« (...) que doit encourir un promoteur privé par rapport à la société d'État à cause de son statut fiscal. On établit généralement à 0,50 ¢/kWh<sup>133</sup> les coûts additionnels que doivent encourir les producteurs privés par rapport à Hydro-Québec<sup>134</sup>. »*

Boralex a demandé que cette somme de 0,5 ¢/kWh soit ajoutée aux coûts évités et aux prix payés aux producteurs privés et ce, pour les raisons suivantes :

*« Bien, parce qu'encore une fois, dans les critères que nous évoquons, dans l'ensemble des critères que nous évoquons, l'un d'entre eux c'est d'être compétitif et d'avoir un prix compétitif. Or, pour avoir un prix compétitif, il faut comparer, il*

<sup>129</sup> AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, page 306.

<sup>130</sup> Le Conseil de bande de la Communauté montagnaise Essipit demande un prix social de 6 ¢/kWh qui comprend une bonification : « Nous qualifions de 'socialement acceptable' un tarif qui, en plus de reconnaître le service rendu par le producteur à l'acheteur, tient compte des répercussions socio-économiques bénéfiques pour le milieu environnant. Celui-ci s'applique lorsque le gouvernement ou les instances publiques désignées, au nom de la valorisation du patrimoine, désirent accorder une bonification tarifaire pour encourager la réalisation de projets qui autrement ne verraient pas le jour. » Conseil de bande de la Communauté montagnaise Essipit, mémoire, page 16.

<sup>131</sup> Boralex, Jacques Gauthier, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, page 205.

<sup>132</sup> AQPER, mémoire, page 71.

<sup>133</sup> Nous avons corrigé en remplaçant le signe \$ par celui de ¢.

<sup>134</sup> Boralex, mémoire, page 11.

*faut mettre tout le monde sur le même pied d'égalité. Si vous, parce que vous vous appelez Boralex, vous payez de l'impôt, vous payez des droits d'eau, et toutes sortes d'autres droits, des redevances statutaires au ministère du Revenu de trois pour cent (3 %), un taux d'imposition de six pour cent (6 %) plus élevé au provincial, et caetera, si vous, parce que vous vous appelez Boralex vous payez tout ça, puis qu'on vous dit que vous produisez de l'énergie chère à côté d'Hydro qui ne paye rien de ça, bien je pense que c'est injuste.*

*Je pense qu'il faut remettre tout le monde sur le même pied, puis après ça, bien le prix compétitif qui en résulte, finalement, là c'est là qu'on peut comparer<sup>135</sup>. »*

Dans son argumentation finale, l'AQPER semble appuyer cette position même si, en audience, elle a indiqué que le prix à payer ne devait pas inclure cet élément. Après avoir rappelé qu'il faut tenir compte, dans le cadre de la comparaison de deux scénarios, des revenus additionnels pour le gouvernement que chacun génère, elle ajoute :

*« Il va sans dire que si le producteur est tenu de payer ces redevances hydrauliques aux termes de la Loi, il est tout à fait légitime d'en inclure le coût dans son prix de vente à Hydro-Québec<sup>136</sup>. »*

Plusieurs experts ont témoigné sur le sujet, notamment l'expert de OC/ACQ qui a pris la position suivante :

*« If they (les producteurs privés) have a disadvantage because they have to pay taxes when Hydro-Québec doesn't, then surely the appropriate response is for the Government of Québec to give them a tax exemption (... ) If the problem is a fiscal problem, the solution is on the fiscal side (... )<sup>137</sup>. »*

Pour ARC/FACEF, les redevances hydrauliques sont un prix plutôt qu'une taxe proprement dite :

*« (...) la redevance, dans mon interprétation d'économiste, ce n'est pas une taxe, c'est le prix auquel la société rend disponible l'eau à son utilisateur<sup>138</sup>. »*

Le ROEE soutient que ni les redevances hydrauliques ni les impôts doivent être considérés dans l'établissement du prix à payer parce que ceci équivaldrait à annuler ces impôts et taxes :

*« Comme pour les retombées fiscales, le fait d'inclure (dans le prix) une partie ou la totalité des redevances équivaldrait à remettre en doute la pertinence de cette mesure fiscale et nous ne croyons pas que la présente audience soit l'endroit pour faire un tel débat<sup>139</sup>. »*

<sup>135</sup> Boralex, Jacques Gauthier, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, pages 190-191.

<sup>136</sup> AQPER, argumentation finale, page 31.

<sup>137</sup> OC/ACQ, John Todd, audience du 3 juin 1999, notes sténographiques, volume 3, page 168.

<sup>138</sup> ARC/FACEF, Pierre Lasserre, audience du 10 juin 1999, notes sténographiques, volume 7, page 141.

<sup>139</sup> ROEE, rapport d'expert de Martin Poirier, page 20.

Dans son argumentation finale, le ROEE est encore plus explicite :

*« En effet, en étant remboursé pour le paiement de sa redevance au gouvernement par le biais des montants qu'il recevrait d'Hydro-Québec, le promoteur se trouverait exempté, dans les faits, du paiement de cette redevance, annulant ainsi les effets escomptés par la Loi sur le régime des eaux. Encore une fois, ce ne sont pas les contribuables québécois ou le gouvernement qui subiraient un manque à gagner puisque ce dernier percevrait effectivement les redevances. Par contre, ce sont les consommateurs d'électricité qui auraient à défrayer le promoteur de ce coût par l'intermédiaire de leur facture d'électricité. Une fois de plus, il est inacceptable, tant d'un point de vue social que réglementaire, que les consommateurs d'électricité assument le fardeau d'une mesure établie en contrepartie de l'utilisation d'un bien public<sup>140</sup>. »*

#### LES EMPLOIS

L'AQPER a estimé dans son mémoire les retombées potentielles de la quote-part en termes d'emplois :

*« Il en résultera des investissements de 600 millions \$, avec la création de près de 8000 emplois-années durant la construction, dont une bonne partie en région<sup>141</sup>. »*

La répartition des emplois directs, indirects et induits qui pourraient résulter d'une quote-part de 300 MW est indiquée au tableau suivant tiré du mémoire de l'AQPER<sup>142</sup> :

---

<sup>140</sup> ROEE, argumentation finale, page 25.

<sup>141</sup> AQPER, mémoire, page 1.

<sup>142</sup> Ibid., page 68.

**TABLEAU # 6**  
**Retombées économiques associées au volet construction du bloc proposé de 300 MW (Tableau 8-2 de l'AQPER)**

	<b>APR-91 Mise à jour 1999</b>	<b>Bloc proposé de 300 MW</b>
<i>Coût total de construction</i>	<i>539 millions \$</i>	<i>595 millions \$</i>
<i>Emplois Années directs et indirects</i>	<i>6235</i>	<i>6350</i>
<i>Emplois Années induits</i>	<i>1228</i>	<i>1250</i>
<b>Emplois Années au total</b>	<i>7462</i>	<i>7600</i>
<i>Retombées en valeur ajoutée au coût des facteurs (au total)</i>	<i>439 millions \$</i>	<i>484 millions \$</i>
<i>Recettes gouvernementales Québec (au total)</i>	<i>80 millions \$</i>	<i>89 millions \$</i>

En contre-interrogatoire, le représentant de l'AQPER a précisé que le tableau 8-10 donnait le nombre d'emplois qui seraient créés au Québec par rapport à une option qui impliquerait la construction d'une centrale hors Québec :

*« (...) il y a un petit tableau qui dit que si on achète le trois cents mégawatts (300 MW) de la production, petite production hydroélectrique au lieu de Churchill Falls ou d'un projet semblable, c'est six mille neuf cent quatre-vingt-deux (6982) emplois/année de plus<sup>143</sup>. »*

En plus des emplois reliés à la construction, l'AQPER estime qu'un nombre considérable d'emplois seraient reliés à l'exploitation du bloc de 300 MW qu'elle réclame :

*« Quant à la création d'emplois permanents pendant l'exploitation, on parle d'environ 20 centrales, à 3,3 emplois par centrale, donc 66 emplois permanents<sup>144</sup>. »*

Les emplois reliés à l'exploitation ne sont pas nécessairement tous des emplois locaux et ceci est dû à différents facteurs, notamment à la possibilité de gérer les centrales à distance comme l'ont indiqué les représentants de Boralex :

*« Vous savez que nos centrales hydroélectriques sont toutes gérées à distance depuis Kingsey Falls avec zéro personnel dans les centrales; bien ça, je pense vous savez*

<sup>143</sup> AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, page 68. Le tableau 8-10 apparaît à la page 78 du mémoire.

<sup>144</sup> AQPER, mémoire, page 69.

*calculer comme nous, ça coûte moins cher que d'avoir du monde en permanence, (... )<sup>145</sup>. »*

Dans son argumentation finale, l'AQPER a précisé sa position concernant ces emplois :

*« Puisque les centrales seront construites pour satisfaire un besoin et non pour générer des retombées, il faut comparer les retombées des deux alternatives pour déterminer laquelle produit plus de bénéfices pour la société. En d'autres mots, il ne s'agit pas de construire un projet parce qu'il va générer des emplois. S'il faut construire un projet parce qu'il est nécessaire et que deux options sont disponibles, il faut alors choisir la meilleure option pour l'ensemble de la société québécoise<sup>146</sup>. »*

Plusieurs intervenants ont questionné les estimations soumises par l'AQPER et ils ont demandé, soit à l'AQPER soit aux membres de l'industrie eux-mêmes, d'indiquer ce qui pourrait se produire si la quote-part demandée n'était pas octroyée. Ce à quoi Boralex a répondu :

*« Eux, les firmes d'ingénieurs ne disparaîtront pas mais il y avait un secteur, dans leurs firmes, qui s'occupait de petites centrales, ne pourra plus servir. Et les fournisseurs, les fournisseurs d'équipement, fournisseurs, ces gens-là, les techniciens qui avaient développé les systèmes de contrôle et tout ça, c'est des gens qui n'auront plus d'emploi à court terme<sup>147</sup>. »*

L'AQPER a présenté une position semblable :

*« Donc, c'est sûr que ça existe, la firme de cent dix (110) ingénieurs va tomber à cent (100), probablement qu'elle ne fera pas faillite, mais il y en a dix (10) qui ne seront plus là, et ces dix (10)-là, c'est que le potentiel d'exportation ne sera plus là<sup>148</sup>. »*

Par ailleurs, le ROEE a, pour sa part, indiqué que la preuve présentée par l'AQPER et les producteurs privés ne démontrait pas que l'industrie était en péril :

*« (...) ce qu'on nous a présenté essentiellement, ce n'est pas des entreprises qui étaient en péril, c'était une variation au niveau de l'emploi qui était affecté à la petite hydraulique dans différentes industries, dans différentes entreprises.*

*Donc, on ne parle pas d'entreprises qui vont disparaître, on parle simplement de secteurs dédiés à la petite hydraulique qui pourraient être moins importants*

<sup>145</sup> Boralex, Jacques Gauthier, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, pages 34-35.

<sup>146</sup> AQPER, argumentation finale, page 31.

<sup>147</sup> Boralex, Bernard Lemaire, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, pages 183-184.

<sup>148</sup> AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, page 69.

*dépendamment du programme qu'on met en branle ou qu'on ne met pas en branle<sup>149</sup>. »*

#### AUTRES AVANTAGES POUR LA SOCIÉTÉ

L'AQPER ajoute des éléments qui n'apparaissent ni dans la demande du ministre d'État, ni dans la question de la Régie. Ces avantages ont été présentés ainsi :

*« Lors de l'application de l'exercice de planification intégrée des ressources qui devra se faire au Québec, en conformité avec la politique énergétique, la différence marquée d'impacts négatifs par rapport aux projets de moyenne et grande taille ne manquera pas de se refléter par le calcul d'externalités en faveur des petits projets. À titre intérimaire, l'AQPER propose qu'on considère la possibilité que ces externalités éventuelles viennent se situer entre **0,2 et 0,4 ¢/kWh**. Si tel était le cas, ces valeurs devraient être intégrés au prix socialement acceptable à payer pour la quote-part<sup>150</sup>. »*

À cette estimation des bénéfices environnementaux, l'AQPER ajoute :

*« (...) la valeur des emplois et des retombées économiques additionnels, particulièrement en région, au développement des exportations, à la participation des communautés locales et autochtones (...) »*

Elle estime la valeur de l'ensemble de ces avantages à 0,3 ¢/kWh et précise :

*« Il s'agit d'un strict minimum subjectif car nous n'avons pas fait une évaluation quantitative<sup>151</sup>. »*

#### b) **Opinion de la Régie**

Plusieurs intervenants ont soutenu que le fait d'inclure dans le prix de la production privée, tous ou certains des éléments indiqués à la question 3.2 de la Régie, équivaudrait à verser des subventions aux producteurs privés. La Régie partage le point de vue exprimé par plusieurs intervenants à l'effet que des subventions ne sont pas justifiées dans les circonstances présentes. Il serait d'autant plus inapproprié de recommander que le prix de la production privée inclut une subvention alors que la plupart des producteurs privés ne le demandent pas.

<sup>149</sup> ROEE, Martin Poirier, audience du 15 juin 1999, notes sténographiques, volume 9, page 143.

<sup>150</sup> AQPER, mémoire, page 42.

<sup>151</sup> AQPER, mémoire, page 43.

La Régie considère que l'AQPER, dans la comparaison des trois options qu'elle retient, inclut des bénéfices difficilement quantifiables comme par exemple ceux résultant de la participation des communautés locales ou autochtones à des projets de production privée.

La Régie ne retient pas l'estimation de 0,2 à 0,4 ¢/kWh concernant les externalités environnementales positives de la filière de la petite hydraulique par rapport aux projets de moyenne et grande taille. La Régie considère que l'estimation de 0,3 ¢/kWh pour refléter l'ensemble de ces bénéfices n'a pas été démontrée et qu'elle ne peut être retenue. Les données présentées dans le cadre de la présente audience ne permettent pas de traiter d'une façon adéquate la question des externalités des différentes filières.

L'AQPER a également présenté des estimations concernant d'autres avantages pour la société de la petite hydraulique par rapport aux autres options envisagées. La Régie ne se prononce pas sur leur validité puisque, compte tenu de la maturité économique de l'industrie de la PPPH, elle estime que, d'une façon générale, ces autres avantages ne sont pas un facteur à considérer dans l'établissement du prix à payer pour la production privée.

Toutefois, la problématique des redevances hydrauliques et de l'impôt sur le revenu des sociétés, parce qu'elle soulève une question d'équité, mérite une attention particulière. En effet, la preuve démontre que ces deux éléments constituent des coûts additionnels que les instances gouvernementales imposent à certains intervenants alors qu'elles en épargnent Hydro-Québec. Pour accorder un traitement équitable dans le but d'optimiser les choix économiques pour le Québec, la Régie considère que le prix payé aux producteurs privés doit reconnaître ce traitement différent accordé à Hydro-Québec. Le prix payé doit donc être calculé en ajoutant environ 0,5 ¢/kWh pour rencontrer les redevances hydrauliques et les impôts sur les revenus des sociétés que paient les producteurs privés. La Régie ne considère pas, comme certains l'ont indiqué, que le fait d'inclure ces éléments dans le prix équivaldrait à remettre en question le système fiscal québécois et canadien.

En effet, dans les marchés concurrentiels comme dans les secteurs réglementés, le fardeau des taxes et redevances est habituellement transféré aux consommateurs du bien ou du service. Ceci est particulièrement vrai dans le cas d'une redevance qui est un prix à payer pour l'utilisation d'une ressource du domaine public.

La Régie considère qu'il ne lui appartient pas de formuler des recommandations concernant le régime fiscal actuel. En d'autres mots, il reviendra au gouvernement de déterminer, à la lumière de ses objectifs fiscaux et autres, qui devraient supporter les coûts additionnels que sont les redevances hydrauliques et l'impôt sur les revenus des sociétés.

Quant aux données soumises par l'AQPER concernant les emplois, la Régie est d'avis que celles-ci ont sûrement été établies en utilisant les outils économiques appropriés et qu'elles reflètent sans doute une approximation somme toute valable. Par contre, tel que mentionné, il apparaît que le grand nombre d'emplois créés par rapport à l'option de référence provient en très grande partie du fait que la comparaison a été faite avec le projet Bas Churchill situé à l'extérieur du Québec.

De plus, si la quote-part demandée était octroyée en totalité ou en partie, la preuve démontre que l'expertise développée dans le cadre de l'APR-91 et qui a présentement tendance à s'effriter serait maintenue. La preuve a démontré également que très peu d'entreprises sont en péril; seuls les turbiniers implantés au Québec risqueraient d'être affectés d'une certaine façon. Pour leur part, les entreprises qui fournissent des biens et des services à l'industrie risqueraient de perdre sans doute une certaine expertise dans les domaines pointus qu'elles ont développés, mais elles ne seraient pas sujettes à disparaître.

**Observation # 8 :**

**Les données présentées dans le cadre de cette audience ne permettent pas de traiter d'une façon adéquate la question des externalités des différentes filières.**

**Recommandation # 13 :**

**Compte tenu de la maturité économique de l'industrie de la PPPH, la Régie est d'avis que les autres avantages pour la société ne sont pas, de façon générale, un facteur à considérer dans l'établissement du prix à payer pour la production privée.**

**Recommandation # 14 :**

**La Régie considère qu'il revient au gouvernement de décider si l'établissement de la valeur de la production privée doit tenir compte des revenus additionnels provenant des redevances hydrauliques et des impôts payés par les producteurs privés. L'ajustement en question serait d'environ 0,5 ¢/kWh.**

### **3.6 OPINION DE LA RÉGIE SUR LA VALEUR DE LA PRODUCTION PRIVÉE**

Dans la partie qui précède, la Régie a présenté une synthèse de la preuve et ses opinions sur les aspects suivants qui doivent être considérés lorsque l'on veut établir la valeur de la production privée, soit :

- l'approche à retenir;
- la base de l'estimation du coût évité (le projet de référence);
- l'estimation du coût évité des prochains projets (les éléments à inclure ou à exclure);
- les ajustements nécessaires pour établir le coût évité;
- les avantages pour la société d'avoir recours à la production privée.

La valeur de la production privée est fonction de la position prise sur chacun de ces points et aussi de certaines orientations de base qu'il convient de rappeler. La Régie considère qu'il n'est pas justifié dans les circonstances présentes d'accorder une subvention à l'industrie de la production hydroélectrique privée. Il s'ensuit que le prix qui pourra être versé aux producteurs privés ne doit pas être supérieur à la valeur de l'électricité livrée.

La Régie constate que, par le biais de la politique énergétique, le gouvernement réserve le potentiel hydraulique de 50 MW et moins au secteur privé. La Régie reconnaît cette situation de fait et ses recommandations visent à faire en sorte que ce potentiel se développe dans le cadre d'un traitement équitable entre Hydro-Québec et le secteur privé en tenant compte de la structure du marché de l'électricité au Québec. Comme indiqué précédemment, les conditions imparfaites du marché font en sorte qu'il est nécessaire de définir une quote-part pour la production privée. La Régie rappelle que cette quote-part s'inscrit dans un marché qui connaît une croissance à long terme non négligeable et qu'en l'absence d'une telle croissance de la demande, la Régie n'aurait pas juger opportun l'établissement d'une quote-part.

Finalement, pour qu'il y ait traitement équitable, il est nécessaire d'établir le prix en fonction du coût évité d'Hydro-Québec. Comme indiqué précédemment, les analyses et les données présentées devant la Régie indiquent qu'il est peu probable que le coût évité d'un bloc de 300 MW, ou d'un projet ayant le même profil de production, soit supérieur à 4 ¢/kWh.

La Régie reconnaît aussi que les producteurs privés paient des redevances hydrauliques ainsi que des impôts sur les revenus, ce qui apporte des bénéfices additionnels au gouvernement. Si le gouvernement décide, pour des raisons d'équité, qu'il est souhaitable de tenir compte de ce fait, une majoration du prix de l'ordre de 0,5 ¢/kWh pourrait être considérée.

En tenant compte de cet ajustement potentiel qui relève d'une décision gouvernementale et aussi des autres ajustements requis, notamment ceux ayant trait à la contribution attendue à la pointe ainsi qu'aux frais d'intégration, la Régie considère, sur la base des données déposées, que la valeur de la PPPH se situe à 4,5 ¢/kWh.

**Recommandation # 15 :**

**Compte tenu que le prix de référence est établi à 4,5 ¢/kWh, prenant en considération une majoration concernant les redevances hydrauliques et l'impôt sur le revenu, la Régie est d'avis que la taille de la quote-part doit être déterminée sur cette base et à la lumière des estimations du coût des projets telles que déposées par l'AQPER.**

## 4. LA QUOTE-PART

### 4.1 LES COÛTS DE PRODUCTION DES PRODUCTEURS PRIVÉS

#### a) *Synthèse de la preuve*

##### LES ESTIMATIONS DE L'AQPER

L'AQPER a procédé à une estimation des coûts de production de la petite hydraulique au Québec. Elle a répertorié 97 sites pour un total de 862 MW. Elle en a analysé 35, représentant 557 MW. Cette analyse réalisée à partir des paramètres apparaissant au Tableau 6-2 de son mémoire<sup>152</sup>, a permis de présenter une estimation des coûts des projets qui pourraient être réalisés dans le cadre d'une éventuelle quote-part.

*« Le coût de production ou le prix minimum d'achat de l'énergie requis pour assurer la viabilité financière a été calculé pour chacun des projets. Il a été formulé en termes d'un prix initial calculé en \$ de 1998 et sujet à une indexation annuelle au taux de 1,5 %.*

*Les résultats ainsi obtenus varient de 3,84 ¢/kWh à plus de 8 ¢/kWh (... )<sup>153</sup>. »*

Après avoir analysé les données, l'AQPER en arrive à la conclusion « (...) qu'un prix plafond de **5.4 ¢/kWh** sera adéquat pour assurer la disponibilité d'un bloc potentiel initial de 23 projets pour 400 MW<sup>154</sup>. » Cette conclusion s'appuie sur les données du tableau suivant tiré du mémoire de l'AQPER<sup>155</sup>.

---

<sup>152</sup> Ibid., pages 28-29.

<sup>153</sup> Ibid., pages 29-30.

<sup>154</sup> Ibid., page 33.

<sup>155</sup> Ibid., page 32.

**TABLEAU # 7**  
**SITES RÉALISABLES SELON LE PRIX DE L'ÉNERGIE**  
**(EXTRAIT DU TABLEAU 6-4 DE L'AQPER)**

TARIF	SITES PUBLICS		SITES PRIVÉS ET SEMI-PUBLICS		TOTAL DES SITES	
	NOMBRE DE SITES	TOTAL DES MW	NOMBRE DE SITES	TOTAL DES MW	NOMBRE DE SITES	TOTAL DES MW
3,5	0	0	0	0	0	0
4,0	2	23	1	19	3	42
4,5	4	95	1	19	5	114
5,0	12	223	4	95	16	318
5,4	16	247	7	153	23	400

L'AQPER considère que, pour différentes raisons, le prix qui serait effectivement versé serait inférieur au maximum de 5,4 ¢/kWh :

*« Ainsi, même si le prix maximum payé pourra atteindre 5,4 ¢/kWh, le jeu de la concurrence forcera les promoteurs à proposer le prix le plus bas possible ce qui mènera à **un prix moyen effectivement payé par Hydro-Québec à 4,5 ¢/kWh pour l'ensemble du bloc, lequel doit être considéré comme un tout**<sup>156</sup>. »*

L'AQPER compare ensuite ce *prix requis* pour permettre la réalisation d'un bloc de 300 MW nécessaire selon elle à la relance de l'industrie, à son estimation du coût évité d'Hydro-Québec pour le projet Bas Churchill, soit 4,8 ¢/kWh. Elle en conclut que l'achat d'énergie à un prix ne dépassant pas le coût évité par la production privée permettrait de relancer l'industrie sans qu'il soit nécessaire d'y ajouter des subventions.

Par ailleurs, certaines des hypothèses retenues par l'AQPER pour effectuer l'estimation des coûts ont été questionnées.

#### LA VALEUR RÉSIDUELLE DES PROJETS

Dans ses calculs, l'AQPER suppose que la valeur résiduelle des installations est nulle après 20 ans, soit la durée prévue du contrat de vente avec Hydro-Québec. Cependant, il a été reconnu que la vie utile des installations était plutôt de 50 ans. Certains ont demandé à l'AQPER d'estimer quelle serait la valeur résiduelle après

<sup>156</sup> Ibid., page 33.

20 ans. En audience, un représentant de l'association a indiqué que celle-ci dépendrait « (...) de la valeur économique des contrats futurs, s'il y en a<sup>157</sup>. »

Pour certains, si la période du contrat passait de 20 ans à 50 ans, l'effet sur le prix pourrait être substantiel, notamment pour le RNCREQ qui mentionne :

*« Évidemment, si les investissements étaient remboursés sur 50 ans, au lieu de 20, le prix requis par kWh pour produire le taux de rendement voulu serait beaucoup moindre. En obligeant Hydro-Québec de rembourser tous les investissements de la centrale dans les vingt premières années, la proposition de l'AQPER augmente de façon substantielle le prix qui sera supporté soit par les consommateurs d'Hydro-Québec soit par son actionnaire.*

*N'ayant aucune dette à rembourser après cette première période de vingt ans, presque tous les revenus de vente d'électricité qu'ils recevront pour les prochaines 30 ans ou plus (au prix de marché) deviendront du pur profit. Un tel arrangement constituerait un transfert de richesse non justifiée, soit des consommateurs, soit du gouvernement, vers les promoteurs qui bénéficieront de tels contrats<sup>158</sup>. »*

Par ailleurs d'autres intervenants, dont Boralex, ont fait ressortir que des travaux majeurs étaient requis après une période d'environ 25 ans<sup>159</sup>.

Indufina a tenu les propos suivants dans son argumentation finale :

*« Nous soumettons qu'il doit y avoir obligation pour la collectivité, à savoir le Gouvernement ou Hydro-Québec, de racheter lesdites installations à leur valeur de remplacement en l'état où elles se trouvent en fin de concession. Alternativement, ces installations pourraient être rachetées à la valeur du marché (...) <sup>160</sup>. »*

On a aussi demandé à l'AQPER d'examiner l'impact sur le prix si la durée du contrat était doublée. En retenant les mêmes hypothèses que celles utilisées pour calculer le prix requis sur une période de 20 ans, l'AQPER a estimé que le prix pour un contrat de 40 ans ne serait pas très différent de celui d'un contrat de 20 ans :

*« (...) , effectivement, pour vingt ans donc le prix moyen de quatre point cinq cents (4,5 ¢), si la variation de la durée passe de, enfin, la durée passe de vingt (20) ans à quarante (40) ans, le prix, lui, pourrait descendre à quatre point trois (4,3 ¢). Autrement dit, l'impact serait de point deux cent (0,2 ¢)<sup>161</sup>. »*

<sup>157</sup> AQPER, Jacky Cerceau, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, page 320.

<sup>158</sup> RNCREQ, argumentation finale, page 18. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

<sup>159</sup> Boralex, Bernard Lemaire, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, page 128.

<sup>160</sup> Indufina, argumentation finale, pages 15-16.

<sup>161</sup> AQPER, Jacky Cerceau, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, page 321.

## FINANCEMENT DES PROJETS

Les producteurs privés ont fait ressortir le fait qu'en l'absence d'un contrat permettant d'amortir les investissements requis, les projets de production privée ne pourraient pas se financer. Le représentant de La Régionale a affirmé ce qui suit :

*« (...) , you know, we have spent a lot of money already in Quebec without contracts but, you know, when you look at the two projects that we are looking at, and we estimate the cost at approximately one hundred million dollars (\$100,000,000), you can't build those without a contract<sup>162</sup>. »*

Le représentant de Boralex a d'ailleurs témoigné dans le même sens:

*« La durée des contrats, bien on pense que ça devrait être d'une durée relativement longue, on pense quinze (15) à vingt (20) ans, parce que, comme je le mentionnais plus tôt, les projets de production d'électricité, c'est des projets d'investissements de capital très importants et avec un rendement qui, pour être approprié, doit être étalé sur une longue période de temps<sup>163</sup>. »*

Quant à l'expert d'ARC/FACEF, il a reconnu aussi que les producteurs privés étaient dans une situation particulière parce qu'Hydro-Québec peut, en vertu de sa position de monopole *« (...) tenir en otage tout investisseur privé qui se serait engagé sans garantie. »<sup>164</sup>*

## LE TAUX DE RENDEMENT SUR L'ÉQUITÉ

Les estimations de coût présentées par l'AQPER supposent un taux de rendement de 15 % sur l'équité des producteurs privés. Certains intervenants ont indiqué que ce taux de rendement était trop élevé compte tenu des risques auxquels sont exposés les producteurs<sup>165</sup>. L'expert d'OC/ACQ a témoigné à cet effet :

*« If Hydro-Québec provides a guaranteed price to IPP's, as opposed to a price that is tied to the future market price, then the independent power producers will be receiving, will have no risk, or at least not price risk, and instead, Hydro-Québec's rate payers will be bearing that risk<sup>166</sup>. »*

<sup>162</sup> La Régionale, Colin C. Coolican, audience du 17 juin 1999, notes sténographiques, volume 11, page 107.

<sup>163</sup> Boralex, Jacques Gauthier, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, page 16.

<sup>164</sup> ARC/FACEF, rapport d'expert de Pierre Lasserre, page 5.

<sup>165</sup> ARC/FACEF, argumentation finale, page 31.

<sup>166</sup> OC/ACQ, John Todd, audience du 3 juin 1999, notes sténographiques, volume 3, page 25.

Pour sa part, l'AQPER a fait valoir que :

*« Le rendement visé sur l'avoir propre est de 15 %. Si on considère que le rendement visé par Hydro-Québec dans son Plan stratégique pour 2002 est de 11,8 %, il est raisonnable, que pour des projets plus petits, à risques plus élevés et encore au stade d'étude préliminaire, on retienne un taux de 15 %<sup>167</sup>. »*

Une analyse de sensibilité soumise par l'AQPER, à la demande de la Régie, indique que l'utilisation d'un taux de rendement de 12 % plutôt que 15 % ferait passer le prix moyen estimé par l'AQPER de 4,5 ¢ à 4,4 ¢/kWh, pour des contrats de 20 ans<sup>168</sup>.

Par ailleurs, l'AQPER a indiqué que les producteurs privés pourraient être amenés à accepter un rendement inférieur si le prix effectivement versé aux producteurs privés était établi dans le cadre d'un processus concurrentiel :

*« Pour réduire, trouver la meilleure solution possible, et réduire possiblement leur taux de rendement requis puis dire, bien, on a le choix, ou bien on garde notre quinze pour cent (15 %) de taux de rendement puis on ne fait pas le projet, ou bien on descend à onze (11 %) puis on le fait<sup>169</sup>. »*

#### AUTRES ESTIMATIONS DU COÛT

En plus de l'analyse fournie par l'AQPER qui portait sur l'ensemble du Québec, quelques autres données ont été présentées concernant le coût estimé des projets de production privée. La Régionale *« (...) peut ainsi évaluer à au moins 5 ¢/kWh, les coûts de production d'électricité associés aux meilleures sites de développement de petites centrales hydroélectriques, encore disponibles au Québec<sup>170</sup>. »*

En audience, La Régionale indiquait que cette estimation portait non sur l'ensemble des sites au Québec mais sur ceux qu'elle avait examinés. Boralex n'a pas fourni de données précises, mais a indiqué que ses coûts étaient inférieurs à ceux de 6 ou 7 ¢/kWh mentionnés par Hydro-Québec pour le projet Ste-Marguerite<sup>171</sup>.

<sup>167</sup> AQPER, mémoire, page 29.

<sup>168</sup> AQPER, réponses aux demandes de renseignements, page 16.

<sup>169</sup> AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, page 294.

<sup>170</sup> La Régionale, mémoire, page 20.

<sup>171</sup> Boralex, Bernard Lemaire, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, pages 26 et 244.

**b) Opinion de la Régie**

L'intérêt de revoir les coûts de production estimés par l'AQPER et quelques producteurs privés est de déterminer si un prix de référence de 4,5 ¢/kWh permet la réalisation d'un nombre suffisant de projets pour relancer l'industrie.

La Régie note que les données de base ayant servi aux calculs de l'AQPER proviennent de plusieurs producteurs privés et que, de ce fait, elles peuvent contenir certaines erreurs difficilement identifiables. Selon la Régie, si les données présentées par l'AQPER sous-estimaient de façon appréciable les coûts de production, les producteurs privés seraient alors pénalisés puisque le prix établi à partir de leurs données ne leur permettrait pas de relancer l'industrie. Par contre, si ces coûts étaient surestimés, un processus d'appel d'offres générerait alors la concurrence souhaitée et résulterait, fort probablement, en des prix payés sûrement plus près des coûts réels. Ainsi, la Régie considère que, sur cette base, l'estimation de l'AQPER peut être utilisée pour établir la taille de la quote-part.

Comme mentionné, entre autres à la recommandation #6, la Régie est d'avis que les coûts et les prix peuvent être exprimés selon l'approche des annuités constantes et croissantes. L'une ou l'autre approche donne les mêmes résultats en autant que la même approche soit utilisée pour l'ensemble de la démarche, c'est-à-dire tant pour l'estimation des coûts que pour les prix. Une démarche qui consisterait à établir les coûts évités à partir d'annuités croissantes et des prix en annuités constantes donnerait des résultats erronés. Ainsi, comme les coûts d'Hydro-Québec ont été estimés à partir d'annuités croissant à 1,5 % par année, il s'ensuit que le prix doit aussi suivre cette progression.

Alors qu'il y a consensus que la vie utile des infrastructures est de 40 à 50 ans, l'AQPER prévoit que ses emprunts seront amortis sur 20 ans, ce qui correspond à la durée des contrats et la preuve démontre que la valeur résiduelle des installations sera fonction de la valeur des contrats futurs. Des contrats de 40 ou 50 ans pourraient être envisagés, mais ce faisant, le risque du marché serait supporté par l'acheteur non seulement pour 20 ans, mais aussi pour les 20 ou 30 années suivantes.

Par ailleurs, la Régie note qu'un contrat de 40 ans entraînerait une baisse de prix relativement peu importante, soit 0,2 ¢/kWh selon l'AQPER. La Régie considère donc qu'il ne serait pas dans l'intérêt des consommateurs de demander à Hydro-Québec de signer de tels contrats, étant donné que l'économie réalisée au cours des 20 premières années serait négligeable par rapport aux risques additionnels inhérents à un contrat de 40 ou 50 ans.

Compte tenu de l'incertitude concernant l'évolution des prix, il est également très difficile d'estimer, à la signature d'un contrat, quelle sera la valeur commerciale

des installations plus de 20 ans plus tard. En effet, la valeur commerciale des installations sera fonction du prix de l'électricité à la fin de la période de 20 ans. Si ce prix pouvait être estimé, la solution la plus simple serait sans doute de signer maintenant un contrat de longue durée tenant compte de la valeur de l'électricité après 20 ans. Toutefois, la même incertitude pèse tant sur la valeur résiduelle des installations que sur le prix à payer pour un contrat de 40 ou 50 ans. Dans les circonstances, il est préférable de limiter les risques supportés par Hydro-Québec en limitant l'engagement contractuel à 20 ans et en laissant le promoteur assumer le risque de long terme.

La Régie est d'avis qu'il est nécessaire que des contrats de long terme soient signés pour permettre la réalisation des projets de production privée. Sans contrat, les investisseurs seraient dans l'impossibilité de financer leurs projets qui ne peuvent se rentabiliser que sur des périodes de 15 à 25 ans. Dans l'établissement de la durée des contrats, il faut tenir compte de deux conséquences qu'elle implique : d'une part, plus courte sera la durée du contrat, plus limités seront les risques assumés par Hydro-Québec; d'autre part, plus la durée sera longue, plus le prix requis pour couvrir les coûts, notamment le remboursement du capital, sera bas. En d'autres mots, la durée du contrat doit être la plus courte possible pour minimiser les risques tout en étant suffisamment longue pour permettre le financement des projets. La Régie considère donc qu'une période minimale de 20 à 25 ans répond à ces deux exigences pour la réalisation de projets de production privée.

#### **Recommandation # 16 :**

**La Régie est d'avis que des contrats à long terme, soit des contrats de 20 à 25 ans, sont nécessaires pour la réalisation de projets de production privée.**

## **4.2 LA TAILLE D'UNE QUOTE-PART**

### **a) *Synthèse de la preuve***

Parmi ceux qui ont recommandé une quote-part, différentes suggestions ont été faites, soit pour une quote-part fixe soit pour une quote-part variable sur une période de temps déterminée ou non.

L'AQPER a proposé une quote-part de petite production hydraulique de 300 MW installés, soit selon elle<sup>172</sup> le minimum requis pour relancer l'industrie. Cette quote-part est équivalente au niveau d'activités qui a permis de lancer l'industrie dans le cadre de l'APR-91. En comparant l'APR-91 à la quote-part suggérée par l'AQPER, on doit tenir compte selon eux du fait que cette dernière engendrera moins de projets que l'APR-91, puisque la plupart des sites de 10 MW et moins économiquement rentables ont déjà été développés dans le cadre de ce premier programme d'achat<sup>173</sup>. La quote-part proposée par l'AQPER impliquerait la réalisation d'environ 20 projets dont la taille moyenne se situerait entre 15 et 20 MW installés.

Lors de l'audience, l'AQPER a commenté ainsi sur ce qui se produirait, selon elle, si la taille de la quote-part était moindre que celle demandée, soit par exemple 150 MW plutôt que 300 MW :

*« Ça veut (dire) qu'il y aurait deux fois moins d'avantages économiques pour le gouvernement du Québec, ça veut dire qu'il y aurait deux fois moins de possibilités d'exportations, ça veut dire qu'au lieu, supposons, d'avoir vingt projets, vous en auriez juste dix. En assumant que chaque projet est attribué à un promoteur différent bien vous allez avoir seulement dix promoteurs. S'il y a des promoteurs qui ont deux projets, bien vous (allez) en avoir juste cinq. Alors c'est évident que c'est un problème<sup>174</sup>. »*

Le principal argument présenté par les intervenants de l'industrie concernant la taille de la quote-part a trait au volume d'affaires requis pour maintenir l'expertise développée dans le cadre de l'APR-91 et pour garder les entreprises au Québec. Ainsi, à l'annexe 12 des réponses de l'AQPER aux demandes de renseignements, Alstom Canada soutient qu'elle a besoin d'un certain volume d'affaires provenant du marché local pour maintenir sa présence au Québec :

*« (...) le volume d'affaires provenant du marché local dont Alstom a besoin pour maintenir la présence, dans ce domaine au Québec, d'un noyau technique capable de fournir tous les services, incluant la conception, au marché local et d'agir comme base d'exportation (à partir du Québec) est de 10 millions par année. Être près des marchés est un facteur clé. À l'intérieur d'Alstom, qui œuvre à l'échelle mondiale, il est déterminant de pouvoir compter sur un marché local et supportant la masse critique nécessaire pour y localiser un centre d'excellence à partir duquel une activité d'exportation s'implantera et grandira<sup>175</sup>. »*

<sup>172</sup> AQPER, argumentation finale, page 5.

<sup>173</sup> La quote-part suggérée par l'AQPER implique de 15 à 20 projets versus les quelque 55 projets de l'APR-91.

<sup>174</sup> AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, pages 283-284.

<sup>175</sup> AQPER, réponses aux demandes de renseignements, annexe 12.

De même, le plan d'affaires de VA Tech Bouvier Canada :

*« (...) est basé sur un volume d'affaires de 20 à 25 MW de nouvelles commandes par année, dont 10 à 15 MW proviendraient du marché québécois et le reste du marché canadien et de l'international. Ce volume d'affaires est le minimum requis pour assurer le maintien de nos équipes techniques et commerciales requises pour une opération efficace et rentable et pour l'élaboration d'un réseau québécois de fournisseurs et de sous-traitants forts, expérimentés et compétitifs<sup>176</sup>. »*

Quant à La Régionale, elle est d'avis qu'une quote-part initiale de 450 MW échelonnée sur une période de cinq ans devrait être allouée à la filière de la petite production hydroélectrique. Elle propose aussi qu'une évaluation du programme soit faite après une période de 5 ans. Si les résultats obtenus étaient positifs, le pourcentage de la puissance génératrice d'Hydro-Québec qui pourrait provenir des petites centrales hydroélectriques serait augmenté à 5 % de la demande totale d'Hydro-Québec<sup>177</sup>.

Le GRAME/UDD recommande quant à lui que la taille de la quote-part soit fonction de la puissance additionnelle requise à chaque année pour satisfaire à la demande québécoise en électricité. Ce pourcentage devrait être d'au moins 3 %, ce qui signifie, selon eux, au moins 20 MW installés en moyenne chaque année pendant 10 ans. Cette quote-part correspondrait à une quantité d'énergie à peu près équivalente à celle qui proviendrait de la quote-part éolienne proposée par la Régie. Selon cet intervenant, le fait de reconnaître à la production privée une telle quote-part pour la petite production privée hydraulique enverrait un message clair à l'effet que la production hydroélectrique de petite taille n'est pas moins écologique que celle produite par l'énergie éolienne <sup>178</sup>.

Le Groupe STOP et la Coalition Verte suggère quant à eux une quote-part maximale de 30 MW installés par an, d'une durée éventuelle de 5 ans, renouvelable par tranche de 5 ans après évaluation<sup>179</sup>.

Pour Boralex, il ne devrait pas y avoir de quote-part ni même de durée. En fait, le programme devrait être illimité. Hydro-Québec devrait signer des contrats pour tous les projets qui lui sont soumis à un prix égal ou inférieur à ses coûts évités <sup>180</sup>.

La taille de la quote-part, selon Hydro Projet–Minganie–Sept-Rivières, devrait être suffisante pour permettre aux municipalités de mettre en valeur les sites qui sont sur leur territoire respectif et ce, le plus rapidement possible afin de bénéficier des faibles taux d'intérêt à long terme qui prévalent sur le marché actuellement. En

---

<sup>176</sup> *Ibid.*

<sup>177</sup> La Régionale, mémoire, page 19.

<sup>178</sup> GRAME/UDD, mémoire, page 6.

<sup>179</sup> Le Groupe STOP et la Coalition Verte, mémoire, page 5.

<sup>180</sup> Boralex, Jacques Gauthier, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, pages 12-16.

Minganie seulement, le potentiel estimé des sites publics est au-delà de 300 MW. La taille suggérée par Hydro Projet–Minganie–Sept-Rivières devrait être supérieure à 300 MW et la mise en place de cette quote-part ne devrait pas être échelonnée dans le temps<sup>181</sup>.

On retrouve au tableau # 8 la position de divers intervenants quant à la taille d'une quote-part pour la PPPH et, le cas échéant, pour la durée d'un éventuel programme de développement.

**TABLEAU # 8**  
**SYNTHÈSE DES OPINIONS EXPRIMÉES CONCERNANT**  
**LA TAILLE ET LA DURÉE DE LA QUOTE-PART**

<b>Intervenants</b>	<b>Taille proposée</b>	<b>Durée proposée du programme</b>
- ARC/FACEF - CERQ-CSN-SPSI - ROEE - RNCREQ - SCFP/FTQ	Pas de quote-part	Ne s'applique pas
- AQPER - AQER/CFTD - GRAME/UDD - Groupe STOP/Coalition Verte - Hydro Projet–Minganie–Sept-Rivières - Indufina - La Régionale	- 300 MW installés - 180 MW installés - 20 MW installés/année - 30 MW installés/année - supérieure à 300 MW - supérieure à 400 MW - 450 MW	- Bloc unique, mises en service étalées - 10 ans - 10 ans - 5 ans - Bloc unique - Durée illimitée - 5 ans
- Boralex - Conseil de bande de la communauté montagnaise Essipit	Quantité illimitée	Durée illimitée
- Coalition Eau Secours!/RQGE - Option Consommateurs	Ne se prononcent pas	Ne se prononcent pas

**b) *Opinion de la Régie***

Dans sa demande à la Régie, le ministre d'État indique que la taille de la quote-part devra être suffisamment importante pour relancer l'industrie. La Régie note que l'industrie actuelle est née avec l'APR-91, dont le résultat a été la construction au Québec d'une capacité de 260 MW de PPPH.

<sup>181</sup> Hydro Projet–Minganie–Sept-Rivières, mémoire, page 11.

Comme décrit antérieurement, les analyses et les données présentées en preuve indiquent qu'il est peu probable que le coût évité qui serait versé à l'ensemble des projets inclus dans le bloc de 300 MW proposé par l'AQPER, ou à un projet ayant le même profil de production, soit supérieur à 4 ¢/kWh.

Par ailleurs, la Régie reconnaît aussi que les producteurs privés paient des redevances ainsi que des impôts sur les bénéfices qui génèrent des revenus additionnels au gouvernement. Si on tient compte d'un éventuel ajustement de 0,5 ¢/kWh par le gouvernement pour tenir compte de ce fait, le prix de référence serait alors de 4,5 ¢/kWh. La Régie doit aussi considérer si ce prix permet la relance et le soutien de l'industrie de la petite production hydroélectrique.

Selon les données de l'AQPER, 6 projets pourraient être réalisés à un coût inférieur à 4,5 ¢/kWh, pour une puissance installée de 114 MW<sup>182</sup>. De plus, la Régie considère que les estimations de l'AQPER peuvent contenir des marges d'erreur et qu'un prix de 4,5 ¢/kWh pourrait permettre la réalisation de quelque 150 MW. La Régie note qu'une quote-part de cette taille serait suffisante pour maintenir un marché pour les équipements mécaniques dépassant 10 millions \$ par an, soit plus que la masse critique mentionnée par la société Alstom. Le volume d'affaires qu'entraînerait une telle quote-part serait également supérieur aux 10 à 15 MW par an suggérés par VA Tech Bouvier Canada.

Le principal argument avancé par l'AQPER pour réclamer une quote-part de 300 MW est le fait que 260 MW ont été réalisés dans l'APR-91. Selon la Régie, cet argument ne permet pas d'établir que le niveau d'activités généré par l'APR-91 est requis pour relancer l'industrie et conserver l'expertise acquise.

Toutefois, la Régie estime, à partir des témoignages entendus, que la quote-part de 150 MW recommandée est adéquate pour maintenir une masse critique dans un certain nombre d'entreprises québécoises reliées à l'industrie de la production privée.

**Observation # 9 :**

**Selon l'AQPER, six projets pourraient être réalisés à un coût inférieur à 4,5 ¢/kWh, pour une puissance installée de 114 MW.**

---

<sup>182</sup> AQPER, mémoire, page 31.

**Recommandation # 17 :**

**La Régie croit que la quote-part pour la PPPH devrait être établie à 150 MW, sur la base d'un prix de référence de 4,5 ¢/kWh.**

**Recommandation # 18 :**

**La Régie est d'avis qu'une quote-part de 150 MW serait adéquate pour maintenir l'industrie de la petite production hydroélectrique.**

**4.3 UN APPEL D'OFFRES CONCURRENTIEL****a) Synthèse de la preuve**

Même si plusieurs intervenants reconnaissent que la valeur de la production privée correspond au coût évité, tous ne proposent pas que le prix à payer pour la production privée soit égal au coût évité. Ainsi l'AQPER propose d'utiliser le coût évité pour établir le prix plafond et de procéder par appels d'offres pour établir le prix à payer :

*« Le choix des sites et des promoteurs devra se faire selon un processus de sélection rigoureux, basé sur un **appel d'offres portant principalement sur le prix de vente** de l'électricité à Hydro-Québec, avec un prix plafond préétabli, (...)»<sup>183</sup>. »*

Cet intervenant rappelle également que cette orientation est conforme à la politique énergétique du Québec :

*« Dorénavant, là où le secteur privé pourra intervenir, les différents projets élaborés par le secteur privé entreront en concurrence les uns avec les autres, dans le cadre d'un processus d'appels d'offres<sup>184</sup>. »*

Le prix à payer serait, selon cet intervenant, le prix de la soumission avec un prix plafond établi en fonction du coût évité d'Hydro-Québec basé sur les coûts marginaux du projet Bas Churchill.

Quant au SPIHQ, il recommande également que le prix soit fixé par des appels d'offres concurrentiels, et ce, en s'appuyant sur les recommandations de la Commission Doyon qui recommandait :

<sup>183</sup> AQPER, mémoire, page 14.

<sup>184</sup> *Ibid.*, page 9. Citation tirée de la politique énergétique du Québec.

*« (...) qu'Hydro-Québec achète l'électricité produite par des producteurs privés aux meilleures conditions en instituant une procédure d'appel d'offres public faisant place à la concurrence, notamment, quant au prix, en prenant soin que le prix maximal n'excède pas les coûts évités lorsqu'il est possible de les calculer selon une méthode fiable<sup>185</sup>. »*

Par ailleurs, certains producteurs, comme Boralex, ont proposé que le coût évité ne soit pas utilisé comme prix plafond mais plutôt comme prix offert à tous, soit une approche semblable à celle retenue dans le cadre de l'APR-91 :

*« Le prix à être payé pour l'électricité produite devrait correspondre au coût évité d'Hydro-Québec correspondant au coût/kWh qu'elle devra encourir pour développer de nouvelles capacités<sup>186</sup>. »*

D'autres intervenants ont proposé que le prix soit établi par appel d'offres sans prix plafond. Ainsi, le GRAME/UDD considère que la méthode du coût évité est *« (...) lourde et fait appel à des projets de référence pour l'énergie et pour la puissance, qui diffèrent selon les périodes »*. Il ajoute que *« (...) la meilleure façon de déterminer ce prix serait probablement de procéder par appel d'offres public faisant recours à la concurrence pour chacun des sites et d'accepter le prix social le plus bas<sup>187</sup>. »*

Pour sa part, l'AQER/CFTD croit que *« (...) l'instauration d'un prix plafond peut influencer les soumissionnaires ou encore inciter à une cartellisation des prix<sup>188</sup>. »*

## **b) Opinion de la Régie**

La Régie est d'avis que le prix à payer pour la production privée doit être établi en faisant appel à un processus concurrentiel.

La Régie considère que le prix à payer doit être le prix de la soumission et être sujet à un prix plafond calculé à partir du coût évité par la production privée. Tant le prix à payer que le prix plafond devront être ajustés pour tenir compte, d'une part, de la puissance livrée et, d'autre part, des coûts d'intégration.

En procédant ainsi, on s'assure que le prix payé pour l'énergie achetée auprès des producteurs privés ne contient aucune subvention qui serait éventuellement supportée par les clients d'Hydro-Québec, via des tarifs plus élevés.

<sup>185</sup> SPIHQ, mémoire, page 3. Recommandation 20 tirée du Rapport de la Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés, mars 1997 (Commission Doyon).

<sup>186</sup> Boralex, mémoire, page 10.

<sup>187</sup> GRAME/UDD, mémoire, page 24.

<sup>188</sup> AQER/CFTD, mémoire, page 33.

**Recommandation # 19 :**

**La Régie est d'avis que le prix à payer pour la production privée doit être établi en faisant appel à un mécanisme d'appel d'offres concurrentiel, incluant un prix plafond.**

**4.4. LA SEGMENTATION DE LA QUOTE-PART****a) Synthèse de la preuve**

Plusieurs intervenants ont indiqué que la majorité des institutions internationales considèrent comme petites centrales celles qui ont une capacité de 10 MW et moins. Ainsi, l'AQER/CFTD, dans son mémoire, soutient à partir, entre autres, d'un document récent de l'agence EUREC (European Renewable Energy Centres Agency), qu'un consensus international semble se dégager à l'effet que les petites centrales ont une puissance située entre 2,5 et 25 MW. Toutefois, selon cette même source, il devient de plus en plus accepté de limiter cette appellation aux centrales de 10 MW ou moins<sup>189</sup>.

Cet intervenant propose une quote-part de 180 MW sur dix ans attribuée selon les marchés suivants :

- aux réseaux isolés;
- aux pourvoies et autres sites ponctuels;
- aux microcentrales.

Il recommande aussi que « *La quote-part qui ne sera pas attribuée à ces trois marchés devrait être réservée aux petites centrales de moins de 10 MW qui respecteront les critères de sélection mis de l'avant dans la section 4.1.a<sup>190</sup>* » du mémoire.

Cet intervenant croit que le fait de faire passer la limite des petites centrales de 10 MW à 50 MW aura pour résultat d'éliminer les petits producteurs privés qui ont vu le jour dans le cadre de l'APR-91 :

*« L'on atteindra ainsi un autre objectif qu'il n'est pas politiquement correct de discuter, c'est-à-dire la consolidation de l'industrie de la "petite hydraulique" autour de quelques joueurs, ceux qui sont capables de monter des projets de plus de 20 millions \$<sup>191</sup>. »*

Pour leur part, le Groupe STOP et la Coalition Verte soutiennent aussi que la quote-part devrait se limiter essentiellement à des centrales de 10 MW et moins et ce, pour les raisons suivantes :

<sup>189</sup> *Ibid.*, pages 9-10.

<sup>190</sup> *Ibid.*, page 22.

<sup>191</sup> *Ibid.*, page 9. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites.)

*« Ces centrales peuvent favoriser les petits promoteurs et le secteur communautaire incluant les Premières Nations, la substitution des Centrales Diesel dans les régions éloignées non reliés au réseau d'H-Q, ainsi qu'à d'autres fins désirables sur le plan social et environnemental tant sur le plan national qu'international.*

*Sur le plan international, ces centrales peuvent permettre l'accès à l'électricité pour des petites communautés rurales ou des communautés éloignées des grands centres. Elles sont particulièrement adaptées à des pays en voie de développement<sup>192</sup>. »*

Le GRAME/UDD recommande que la quote-part soit réservée principalement aux centrales de moins de 10 MW, et ce, parce que ces centrales ont « (...) besoin d'un tel appui pour être réalisées. Il nous apparaît que les centrales de 10 à 50 MW ne constituent pas des petites centrales et surtout qu'elles n'ont pas autant besoin, pour être aménagées, d'un programme spécial<sup>193</sup>. »

Certains intervenants ont également fait ressortir le fait que l'exportation de la technologie de la petite hydraulique de moins de 10 MW apportait « (...) par mégawatts exportés, le plus grand potentiel de retombées économiques au Québec<sup>194</sup>. » Peu de données ont été apportées à l'appui de cette affirmation.

Pour sa part, l'AQPER considère que favoriser indûment les projets inférieurs à 10 MW aurait pour effet d'exclure du bilan énergétique de la province et ce, sans motif valable, tout le potentiel hydroélectrique situé entre 10 et 50 MW :

*« Une telle exclusion n'est pas justifiée sur le plan environnemental puisque les effets environnementaux de ce bloc ne sont pas substantiellement différents de ceux des petites centrales de moins de 10 MW surtout lorsque l'on considère que les centrales proposées ici par l'AQPER sont des centrales au fil de l'eau, sans nouveau réservoir<sup>195</sup>. »*

## **b) Opinion de la Régie**

Dans la lettre du 11 juin 1998 qui est à l'origine de la présente cause, le ministre d'État rappelait que « (...) le gouvernement du Québec, dans sa nouvelle politique énergétique, fait une place plus grande au secteur privé pour l'ensemble des filières de production d'électricité dont celle de la petite hydraulique ». Il ajoutait d'ailleurs qu'il « (...) est important que les orientations prises par le gouvernement quant au développement de l'énergie hydroélectrique privée se concrétisent rapidement. » Une de ces orientations gouvernementales consistait à réserver les sites de 50 MW et moins au secteur

<sup>192</sup> Groupe STOP et la Coalition Verte, argumentation finale, page A-7.

<sup>193</sup> GRAME/UDD, mémoire, page 20.

<sup>194</sup> AQER/CFTD, Jean-Michel Parrouffe, audience du 9 juin 1999, notes sténographiques, volume 6, page 16.

<sup>195</sup> AQPER, argumentation finale, page 23.

privé. Cette orientation a été confirmée par une décision du Conseil des ministres qui demandait à « (...) Hydro-Québec de respecter la politique énergétique de 1996 concernant les sites hydrauliques de 50 MW et moins<sup>196</sup>. »

Le fait que la plupart des institutions internationales définissent les petites centrales comme celles ayant une puissance installée de 10 MW et moins ne constitue pas un argument en soi pour établir au Québec des politiques ou des programmes d'achat en fonction de cette catégorie. Par ailleurs, les données fournies en preuve ne démontrent pas que le potentiel d'exportation soit plus prometteur pour cette catégorie de centrales que pour celles de 10 à 50 MW.

La problématique de l'alimentation en électricité des réseaux isolés n'était pas l'objet de la présente audience et très peu de données ont été présentées à la Régie concernant le rôle que pourraient jouer les petites centrales dans ce secteur du marché. Il n'a pas été démontré que la demande au Québec pour des petites centrales destinées à des sites isolés est très forte.

La Régie ne retient pas non plus l'argument à l'effet que la quote-part doit faire une place de choix à la petite hydraulique de moins de 10 MW parce qu'elle est moins rentable que la plus grande. D'ailleurs, la Régie recommande une quote-part non pas parce que les petites centrales ne sont pas rentables mais plutôt parce que celles-ci peuvent contribuer à la satisfaction de la demande, à un prix égal ou inférieur au coût évité.

Pour toutes ces raisons, la Régie considère qu'il serait inopportun de segmenter la taille de la quote-part en plusieurs catégories.

**Recommandation # 20 :**

**La Régie considère inopportun de segmenter la quote-part selon la taille des projets.**

---

<sup>196</sup> Décret 98-139, 20 mai 1998.

## 4.5 LA DURÉE D'UN PROGRAMME

### a) Synthèse de la preuve

Trois options ont été présentées concernant la durée du programme de la quote-part :

- un bloc unique;
- des blocs annuels;
- des conditions d'achat applicables pour une durée indéterminée.

L'AQPER propose un bloc de 300 MW qui serait octroyé au moyen d'appels d'offres simultanés pour l'ensemble de la quote-part dont la réalisation nécessiterait une période de sept ans, compte tenu de la taille moyenne des projets et des approbations environnementales requises. Selon elle, l'attribution d'un minimum annuel réparti sur plusieurs années ne ferait que retarder la réalisation des projets et risquerait de compromettre la relance de l'industrie alors que l'approche proposée « (...) offre l'avantage indéniable d'assurer une plus grande concurrence entre les promoteurs et les projets et qu'elle est plus susceptible d'assurer la survie de l'industrie<sup>197</sup>. »

Le RNCREQ soutient lui aussi que la quote-part devrait être octroyée en ayant recours à un seul appel d'offres<sup>198</sup>.

L'AQER/CFTD, le GRAME/UDD ainsi que le Groupe STOP et la Coalition Verte favorisent plutôt l'option des blocs annuels répartis sur une durée déterminée. Le Groupe STOP et la Coalition Verte indique sa préférence pour un programme ayant une quote-part plus modeste mais qui aurait une durée plus longue soit « (...) une quote-part maximale de 30 MW installés (MWi) par an, de durée éventuelle de 5 ans renouvelable par tranche de 5 ans après évaluation<sup>199</sup>. »

L'AQER/CFTD opte pour un programme d'une durée de 10 ans<sup>200</sup> comme le GRAME/UDD pour qui une telle durée est importante parce qu'elle donnerait à l'industrie de la petite hydraulique « (...) un certain horizon temporel pour lui permettre de se développer et peut-être de viser le marché de l'exportation<sup>201</sup>. »

Pour sa part, Boralex favorise l'option d'un programme d'achat d'une durée indéterminée :

« (...) nous on croit qu'il ne devrait pas y avoir de durée de programme. On pense qu'il y aura toujours une croissance dans l'énergie, elle sera faible parfois, elle sera

<sup>197</sup> AQPER, argumentation finale, page 25.

<sup>198</sup> RNCREQ, rapport d'expert de Philip Raphals et Philippe Dunsky, page 33.

<sup>199</sup> Le Groupe STOP et la Coalition Verte, mémoire, page S-2.

<sup>200</sup> AQER/CFTD, mémoire, page 33.

<sup>201</sup> GRAME/UDD, mémoire, page 21.

*plus importante en d'autres temps et on croit que le programme devrait être illimité, à l'exemple de ce qui se fait en Europe, notamment en France, (... )<sup>202</sup>. »*

Le Conseil de bande de la Communauté montagnaise Essipit partage ce point de vue et demande que le programme n'ait pas de durée préétablie tout en indiquant qu'il « (... ) *serait peut-être de mise de réexaminer la situation à moyen terme, disons à tous les 5 ans*<sup>203</sup>. »

Hydro Projet–Minganie–Sept-Rivières ne propose pas de durée spécifique pour le programme et soutient que « (... ) *La durée du programme devrait être liée à un prix maximum et une quantité maximale acceptable par l'acheteur Hydro-Québec selon un échéancier de réalisation de 4 à 7 ans (... )*<sup>204</sup>. »

### **b) *Opinion de la Régie***

Les données présentées en preuve portent à la fois sur la période requise pour mettre en service les centrales qui seraient réalisées dans le cadre d'une quote-part et sur la durée pendant laquelle des contrats seraient octroyés. La Régie prend note que les participants estiment la période de réalisation comme étant de 4 à 7 ans.

Pour ce qui est de la durée de la quote-part, la Régie considère que les deux facteurs les plus importants à considérer sont la relance de l'industrie et surtout la concurrence au niveau des appels d'offres. Les données fournies par l'AQPER indiquent que, contrairement à ce qui était le cas pour l'APR-91, le nombre de projets potentiels est plutôt limité. Par ailleurs, on sait que la concurrence entre producteurs sera d'autant plus forte que le nombre de projets soumis sera considérable. Répartir le nombre limité de projets attendus sur plusieurs appels d'offres ne permettrait sans doute pas d'atteindre un niveau de concurrence satisfaisant. Ce facteur milite fortement en faveur d'un bloc unique.

La Régie partage le point de vue avancé par certains à l'effet qu'il serait avantageux pour l'industrie de pouvoir bénéficier d'un horizon temporel significatif. Toutefois, la Régie croit que cet objectif peut être atteint en procédant par un seul appel d'offres, tout en prévoyant, dans les modalités d'un éventuel programme, des mises en service étalées sur quelques années, selon ce qui apparaîtra le plus approprié au moment du lancement du programme.

En conséquence, la Régie recommande que la quote-part soit constituée d'un bloc unique de 150 MW installés, octroyé dans le cadre d'un seul appel d'offres

<sup>202</sup> Boralex, Jacques Gauthier, audience du 2 juin 1999, notes sténographiques, volume 2, page 14.

<sup>203</sup> Conseil de bande de la Communauté montagnaise Essipit, mémoire, page 40.

<sup>204</sup> Hydro-Projet-Minganie-Sept-Rivières, argumentation finale, page 3.

concurrentiel. Les modalités du programme devraient prévoir des mises en service réparties sur plusieurs années.

**Recommandation # 21 :**

**La Régie recommande que la quote-part pour la PPPH soit constituée d'un bloc unique, octroyé au moyen d'un seul appel d'offres concurrentiel.**

**Recommandation # 22 :**

**La Régie croit qu'un niveau de concurrence satisfaisant peut être atteint en procédant par un seul appel d'offres, tout en prévoyant, dans les modalités d'un éventuel programme, des mises en service étalées sur quelques années.**

## 5. LES MODALITÉS D'IMPLANTATION

Les principales étapes requises pour mettre en œuvre une quote-part associée à la filière hydroélectrique privée sont :

- l'identification et la sélection des sites hydroélectriques susceptibles d'être aménagés;
- la sélection des promoteurs et des projets;
- la signature des contrats de vente d'électricité et des baux de location des forces hydrauliques et des terres du domaine public;
- l'obtention des autorisations requises et la réalisation des projets.

### 5.1 LES PROCESSUS SUGGÉRÉS

#### a) *Synthèse de la preuve*

Un grand nombre d'intervenants ont soumis des commentaires concernant l'étape de la sélection des promoteurs et des projets. La grande majorité des intervenants qui se sont prononcés à cet égard suggèrent que l'octroi des sites hydrauliques publics ainsi que le choix ultime des projets soient effectués sur la base d'un processus concurrentiel, de façon à ne retenir que les meilleurs projets parmi l'ensemble des projets mis de l'avant par l'industrie.

La plupart des intervenants s'entendent également sur un certain nombre de critères qui devraient être pris en compte pour comparer les projets entre eux lors de ces appels d'offres. Les positions des intervenants diffèrent cependant quant à la pondération à accorder à chacun des critères de la grille de sélection. Les critères de sélection seront abordés après avoir traité du processus de sélection en tant que tel.

Deux intervenants se sont distingués en mettant de l'avant dans leurs mémoires des processus complets de sélection des sites, des promoteurs et des projets. L'AQPER a soumis un tel processus détaillé et, en déposant son mémoire bien avant l'échéance fixée par la Régie, a permis aux autres intervenants de le commenter au sein de leurs propres mémoires<sup>205</sup>. La deuxième proposition complète et détaillée a été soumise par le RNCREQ. Son approche s'inspire en partie du processus mis de l'avant par l'AQPER, mais elle comporte des distinctions majeures à certains égards<sup>206</sup>.

Plusieurs autres intervenants ont soumis leurs commentaires sur les modalités d'implantation d'une quote-part mais ceux-ci portaient principalement sur la sélection des projets. Suite au dépôt des mémoires, les processus mis de l'avant

<sup>205</sup> AQPER, mémoire, pages 18-23.

<sup>206</sup> RNCREQ, rapport d'expert de Philip Raphals et de Philippe Dunsky, pages 20-46

par l'AQPER et par le RNCREQ ont souvent servi de référence pour éclaircir les positions des divers intervenants intéressés par cet aspect.

L'AQPER recommande que le MRN, avec la collaboration d'Hydro-Québec, mette en place le plus tôt possible un processus intégré de sélection comportant les étapes suivantes :

- un appel d'intérêt préliminaire auprès des promoteurs intéressés afin d'identifier les sites susceptibles d'être aménagés, qu'ils soient de tenure privée ou publique;
- un appel d'offres pour les sites publics<sup>207</sup>;
- un appel d'offres pour les sites semi-publics<sup>208</sup> ou privés<sup>209</sup>;
- la sélection des projets;
- la conclusion des contrats de vente d'électricité et des baux de location.

Les processus de sélection proposés par l'AQPER et le RNCREQ débutent par le lancement d'un appel d'intérêt ayant pour but d'identifier les sites hydrauliques qui sont susceptibles d'être développés dans le cadre d'une quote-part. Cet appel d'intérêt serait sous la responsabilité du MRN et conduirait à la création de deux banques de sites.

L'AQPER propose que les promoteurs disposant des droits appropriés sur des sites privés ou semi-publics soient alors invités à faire état de leurs droits en les documentant et qu'ils confirment leur intention de participer au processus ultérieur d'appel d'offres. Seuls les sites ainsi identifiés pourront être inscrits à la banque de sites semi-publics et privés.

Les promoteurs intéressés au développement de sites publics particuliers seront invités à identifier les sites en question de manière à ce que le MRN crée une banque de sites publics. Selon la proposition de l'AQPER, le MRN complètera la banque de sites publics au moyen des informations à sa disposition et à celle d'Hydro-Québec.

---

<sup>207</sup> Sites publics : sites dont les forces hydrauliques disponibles et les rives sont entièrement du domaine public (appartiennent à l'État).

<sup>208</sup> Sites semi-publics : sites dont les forces hydrauliques font partie du domaine public mais dont les rives sont de propriété privée (appartiennent à d'autres qu'à l'État) ou sites comportant dans le domaine public une partie seulement des forces hydrauliques nécessaires pour leur exploitation.

<sup>209</sup> Sites privés : sites dont les forces hydrauliques et les rives sont de propriété privée.

**b) Opinion de la Régie**

La mise en œuvre d'un programme de développement de petites centrales hydroélectriques privées comporte plusieurs étapes. Ces différentes étapes sont gérées principalement par le gouvernement mais elles interpellent aussi d'autres intervenants.

Une optimisation du cadre dans lequel les promoteurs privés sont autorisés à développer des projets permettrait certainement d'atténuer les critiques dont les petites centrales hydroélectriques ont fait l'objet suite à l'APR-91. Une meilleure compréhension par le public du cadre de développement s'avère également essentielle pour permettre le succès d'une future quote-part de petites centrales hydroélectriques privées.

La Régie appuie, dans une première étape, le lancement d'un appel d'intérêt qui permettra de préciser le potentiel de la filière de la petite hydraulique, tant en termes du nombre de sites qu'en termes de potentiel hydroélectrique, puissance et énergie.

Dans le cas des sites entièrement privés, le promoteur n'a pas à obtenir du gouvernement un droit d'exploiter la force hydraulique, soit parce qu'il en est lui-même le propriétaire ou soit parce qu'il dispose du consentement du ou des propriétaires impliqués.

Dans le cas d'un site semi-public, le propriétaire de la partie privée des terrains et des forces hydrauliques peut obtenir du gouvernement la location des terrains et des forces hydrauliques du domaine public, sans appel de propositions, si le projet qu'il soumet est acceptable en vertu des critères de la politique gouvernementale<sup>210</sup>.

Pour les sites de propriété entièrement publique, la politique prévoit que le gouvernement octroie les droits aux forces hydrauliques par la voie d'une procédure d'appel de propositions, ouverte à tous les promoteurs intéressés et ce, pour chacun des sites publics que le gouvernement rend disponible.

En conséquence, la Régie est d'avis que les appels de propositions pour les sites de propriété entièrement publique doivent être effectués tôt dans le processus, de manière à ce que le gouvernement choisisse d'abord les promoteurs qui pourront participer ultérieurement à l'appel d'offres final. De cette façon, lorsque le gouvernement aura identifié les promoteurs à qui il entend octroyer les droits

---

<sup>210</sup> *Politique concernant l'octroi et l'exploitation des forces hydrauliques du domaine public pour les centrales hydroélectriques de 25 MW et moins*, Gouvernement du Québec, août 1993 ; voir La Régionale, Réponses aux demandes de renseignements de la Régie de l'énergie, 7 mai 1999, Annexe C.

hydrauliques, tous les projets seraient soumis dans le cadre d'un seul appel d'offres.

**Recommandation # 23 :**

**La Régie recommande, comme première étape, le lancement d'un appel d'intérêt ayant pour but d'identifier les sites hydrauliques qui sont susceptibles d'être développés dans le cadre d'une quote-part.**

**Recommandation # 24 :**

**La Régie est d'avis que les appels de propositions pour les sites de propriété entièrement publique doivent être effectués tôt dans le processus, de manière à ce que le gouvernement choisisse d'abord les promoteurs qui pourront participer à l'appel d'offres final.**

## **5.2. L'ÉLIMINATION DES SITES PUBLICS INACCEPTABLES**

### **a) Synthèse de la preuve**

L'AQPER propose que le MRN devra, une fois l'appel d'intérêt complété :

*« (... ) effectuer une consultation et éliminer les sites publics où il apparaît qu'un aménagement hydroélectrique n'est pas compatible ou acceptable; le ministère devrait aussi spécifier le cas échéant, dans ses demandes de propositions, des critères de performance précis, articulés sur les spécificités du site, auxquels devra satisfaire le projet et qui le rendront compatible et acceptable<sup>211</sup>. »*

Suite à l'élimination des sites inacceptables, la banque de sites publics convoités deviendrait alors une banque de sites publics disponibles qui pourront, par la suite, être offerts au moyen d'appels de propositions aux promoteurs intéressés à y développer un aménagement hydroélectrique.

Le RNCREQ propose un processus semblable à celui de l'AQPER en soulignant que la sélection des sites aménageables et l'octroi des baux sont du ressort du gouvernement du Québec. Ainsi les sites seront choisis en fonction de critères établis par le gouvernement qui, selon le RNCREQ, devraient refléter dans une certaine mesure les critères retenus pour la sélection ultime des projets de la quote-part.

---

<sup>211</sup> AQPER, mémoire, page 19.

## **b) Opinion de la Régie**

La Régie considère essentiel d'effectuer une consultation et d'éliminer, au plus tôt dans le processus, les sites publics où il apparaît qu'un aménagement hydroélectrique n'est pas acceptable.

La Régie est d'avis que les délais et les ressources requis pour conduire un exercice exhaustif de consultation, préalablement aux appels de propositions, seront amplement compensés puisqu'un tel exercice évitera l'éclatement ultérieur de conflits aux sites problématiques, que ce soit lors de l'annonce d'un projet spécifique ou lors de la démarche d'obtention des autorisations environnementales.

### **Recommandation # 25 :**

**La Régie considère essentiel d'effectuer une consultation et d'éliminer tôt dans le processus les sites publics où il apparaît qu'un aménagement hydroélectrique est incompatible ou inacceptable.**

## **5.3. LA SÉLECTION DES PROMOTEURS ET DES PROJETS**

### **a) Synthèse de la preuve**

L'AQPER propose de procéder au moyen d'appels d'offres différents selon la tenure des sites. Pour chaque site public disponible, un appel d'offres, ouvert à tous, serait conduit pour choisir le meilleur promoteur pour développer le site en question. Pour l'ensemble des sites privés ou semi-publics, un seul appel d'offres serait effectué pour retenir les meilleurs projets parmi ces sites.

Pour les sites publics retenus suite à l'élimination des sites inacceptables, l'AQPER recommande que :

*« (...) le MRN établira, dans le cadre d'une consultation auprès des autres ministères et des autorités locales concernés, un ordonnancement des projets en fonction de leur degré d'acceptabilité locale et environnementale (... )*

*La liste des projets retenus sera accompagnée des conditions de mitigation requises au plan de l'impact sur l'environnement. Elle sera également accompagnée d'une description des contributions monétaires et autres que le promoteur devra apporter au milieu, lesquelles auront préalablement été négociées par le MRN et acceptées par les communautés locales et autochtones s'il y a lieu.*

*Pour les sites publics, tout promoteur intéressé, dont le siège social se trouve au Québec, sera admissible à présenter une offre pour chacun des sites offerts<sup>212</sup>. »*

La sélection des projets sur les sites publics s'effectuerait sur la base d'une grille de sélection dont les critères et leur pondération respective seraient établis à l'avance. Un pointage global serait ainsi attribué à chaque proposition reçue et conforme.

Comme indiqué précédemment, la quote-part proposée par l'AQPER résulterait en 15 à 20 projets, dont environ la moitié se réaliseraient sur des sites du domaine public. Sept à dix appels d'offres seraient donc conduits simultanément et ouverts à tous les promoteurs intéressés. L'AQPER estime à environ 300 000 \$ par site les coûts encourus par un promoteur pour soumissionner<sup>213</sup>. Elle évalue qu'entre cinq et dix soumissions seront déposées par site public<sup>214</sup>.

Pour chacun des sites publics, l'AQPER recommande que le promoteur obtenant le meilleur pointage global relatif à ces critères soit retenu. Par la suite, les promoteurs retenus devront obtenir toutes les autorisations requises avant de commencer la construction du projet, incluant les certificats d'autorisation du ministère de l'Environnement.

Tel que mentionné, l'AQPER suggère que, concurremment, un appel d'offres global pour les sites privés ou semi-publics soit effectué. Pour les sites semi-publics ou privés, l'AQPER propose :

*« Le MRN effectuera d'abord une validation des droits détenus par les proposants et confirmera le statut semi-public ou privé des sites en question. Le MRN validera également, auprès d'Hydro-Québec, l'admissibilité de ces sites quant à leur interaction potentielle avec les installations actuelles ou prévues de production de la société d'État.*

*(... )*

*Pour les sites semi-publics ou privés, le propriétaire confirmé sera seul admissible à présenter une offre mais ces sites seront en concurrence entre eux puisque seulement une partie des sites visés seront retenus.*

*(... )*

*Une entente confirmée avec les autorités et communautés locales sera exigée pour les sites semi-publics ou privés<sup>215</sup>. »*

La sélection des projets sur les sites semi-publics et privés s'effectuerait sur la base d'une grille de sélection dont les critères et leur pondération respective seraient établis à l'avance. Ces critères pourraient, par ailleurs, être différents de ceux utilisés pour la sélection des projets sur les sites publics.

<sup>212</sup> Ibid., pages 19-20.

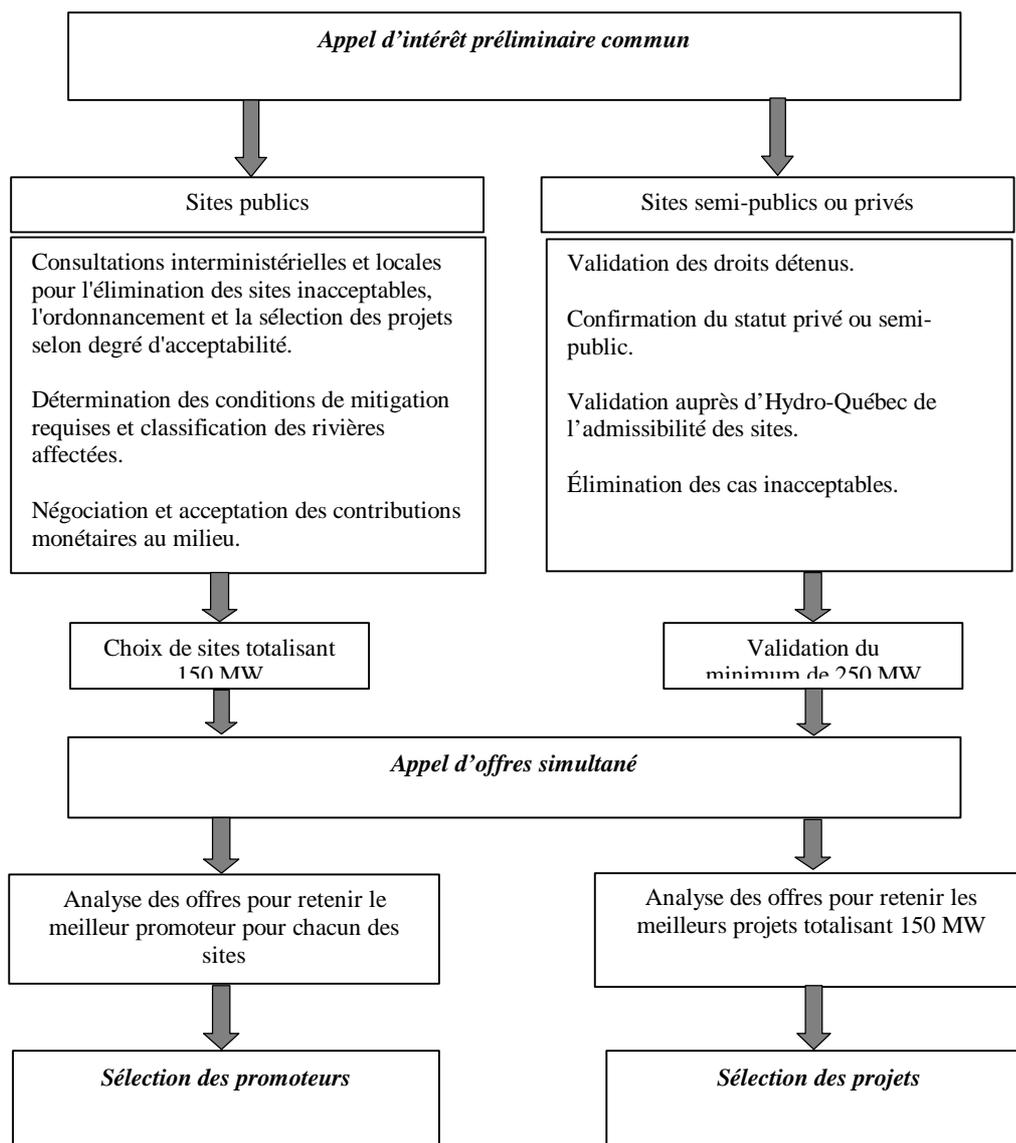
<sup>213</sup> AQPER, Gilles Lefrançois, audience du 8 juin 1999, notes sténographiques, volume 5, page 286.

<sup>214</sup> Ibid., page 288.

<sup>215</sup> AQPER, mémoire, page 19.

Selon l'AQPER, les projets privés ou semi-publics seraient alors retenus dans l'ordre des meilleurs pointages. Le schéma présenté par l'AQPER pour illustrer le processus de sélection qu'elle suggère est reproduit ci-après au schéma #1<sup>216</sup>.

### SCHÉMA # 1 PROCESSUS DE SÉLECTION PROPOSÉ PAR L'AQPER

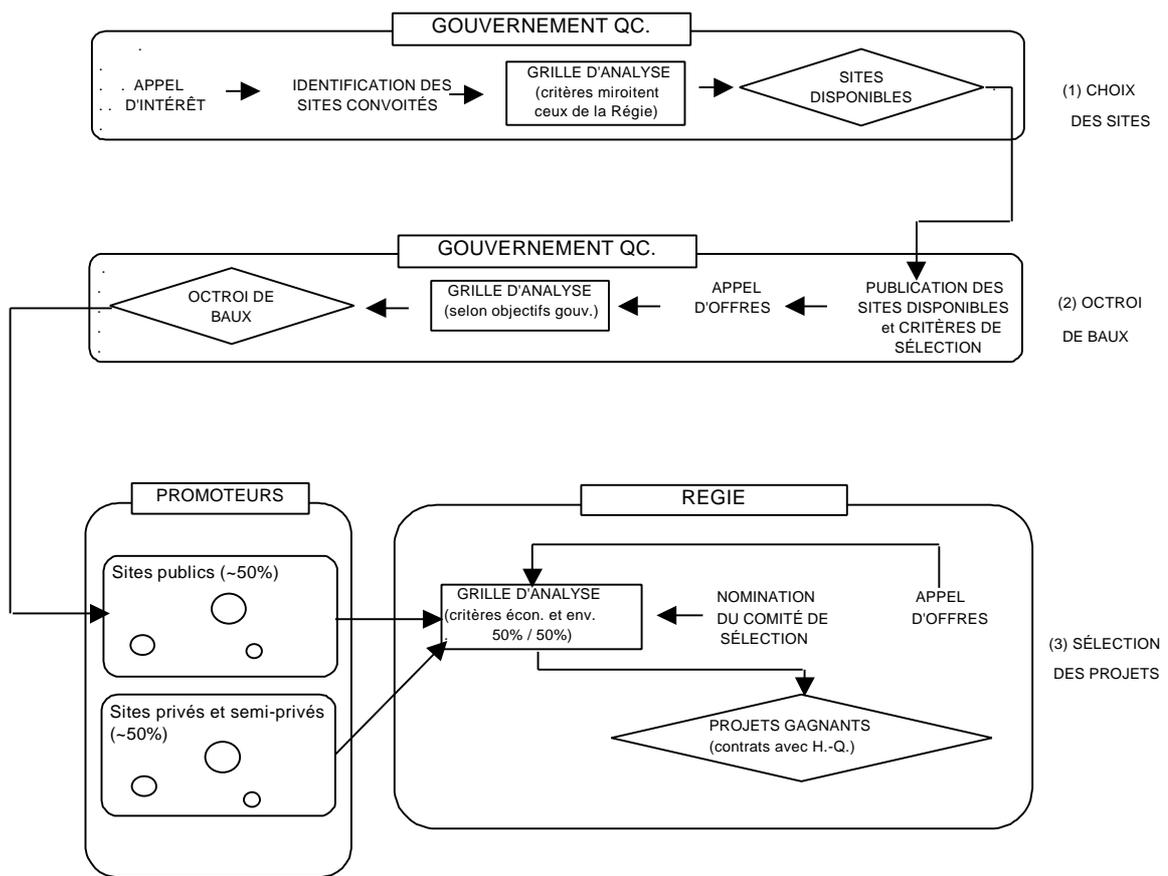


<sup>216</sup> AQPER, réponses aux demandes de renseignements, page 8.

Quant au RNCREQ, il privilégie le processus général et les modalités proposés par ses témoins-experts à la partie II de leur rapport<sup>217</sup>. Dans la mesure où une décision est prise de procéder avec une quote-part, le RNCREQ estime que le processus de sélection des projets doit d'une part « *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*<sup>218</sup> » et, d'autre part, « *mettre les projets en concurrence les uns à l'égard des autres tant sur la base du prix que de leurs impacts environnementaux*<sup>219</sup>. »

Le processus de sélection mis de l'avant par le RNCREQ reprend les étapes définies par l'AQPER mais il s'en distingue notamment à l'égard des autorités responsables et des modalités de regroupement des sites publics<sup>220</sup>.

**SCHÉMA # 2**  
**PROCESSUS DE SÉLECTION PROPOSÉ PAR LE RNCREQ**  
(Extrait du mémoire du RNCREQ)



<sup>217</sup> RNCREQ, mémoire, page 8.

<sup>218</sup> RNCREQ, rapport d'expert de Philip Raphals et Philippe Dunsky, page 25.

<sup>219</sup> Ibid., page 26.

<sup>220</sup> RNCREQ, mémoire, page 8 ; rapport d'expert de Philip Raphals et Philippe Dunsky, page 35.

À la différence de l'AQPER, le RNCREQ propose que la sélection des promoteurs et des projets soit faite en deux étapes successives<sup>221</sup>. Dans une première étape, le gouvernement procéderait à l'octroi des sites publics. Pour chacun des sites publics qu'il rendrait disponible, le gouvernement sélectionnerait, en fonction des critères de son choix, les promoteurs auxquels un bail serait octroyé, c'est-à-dire la meilleure proposition d'aménagement parmi celles soumises pour chaque site. Lors de cette première étape, les promoteurs n'auraient pas à soumissionner sur la base du prix de vente de l'électricité.

Dans une deuxième étape, les promoteurs à qui les forces hydrauliques auraient été octroyées pourraient participer à l'appel d'offres final, ouvert à tous les promoteurs disposant d'un site, qu'il soit public, semi-public ou privé. Ce n'est qu'à cet appel d'offres final que les promoteurs devront soumissionner sur la base du prix de vente de l'électricité produite, entre autres critères. Les promoteurs retenus lors de cette sélection ultime seraient alors qualifiés dans le cadre de la quote-part et obtiendrait un contrat de vente à Hydro-Québec pour l'électricité produite.

Boralex et Hydro Projet-Minganie-Sept-Rivières partagent l'avis du RNCREQ. Ainsi, Boralex suggère que, quelle que soit la nature du site, les propositions retenues en dernier ressort devraient l'être en fonction d'une grille de sélection spécifique à cette étape et différente de celle utilisée pour l'attribution des sites publics<sup>222</sup>.

Selon Hydro Projet-Minganie-Sept-Rivières, la meilleure garantie de performance économique pour l'ensemble des Québécois est de s'assurer que tous les projets soient mis en compétition les uns contre les autres dans un même appel d'offres<sup>223</sup>.

Le tableau # 9 met en évidence les différences entre le processus proposé par le RNCREQ et celui mis de l'avant par l'AQPER.

---

<sup>221</sup> RNCREQ, rapport d'expert de Philip Raphals et Philippe Dunsky, pages 33-35.

<sup>222</sup> Boralex, mémoire, page 12.

<sup>223</sup> Hydro-Projet-Minganie-Sept-Rivières, argumentation finale, page 6.

**TABLEAU # 9**  
**COMPARAISON DES PROCESSUS DE SÉLECTION PROPOSÉS**  
**PAR LE RNCREQ ET PAR L'AQPER**

<u>ÉTAPES</u>	<u>SELON LE RNCREQ</u>	<u>SELON L'AQPER</u>
<p style="text-align: center;"><b>Appel de propositions permettant, pour chacun des sites publics, de retenir le promoteur qui pourra participer à l'appel d'offres ultérieur</b></p>	<p><b>Appel de propositions d'aménagement pour chacun des sites publics disponibles</b></p> <p>Organisme responsable : Gouvernement</p> <p>Résultat : une liste de sites publics avec le nom du promoteur et sa proposition d'aménagement pour chacun des sites (un promoteur retenu par site public).</p> <p>Critères de sélection :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Capacité financière à réaliser le projet;</li> <li>Retombées locales et les ristournes;</li> <li>Caractéristiques environnementales;</li> <li>Qualification du promoteur;</li> <li>Autres selon les objectifs gouvernementaux.</li> </ul>	<p>Ne s'applique pas.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Appel d'offres concurrentiel basé, entre autres, sur le prix de vente de l'électricité</b></p>	<p><b>Appel d'offres portant sur tous les projets (sites publics, semi-publics et privés)</b></p> <p>Organisme responsable : Comité multipartite relevant de la Régie de l'énergie</p> <p>Résultat : la liste des projets retenus qui obtiendront un contrat de vente auprès d'Hydro-Québec.</p> <p>Critères de sélection :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>50 % prix,</li> <li>50 % caractéristiques environnementales.</li> </ul>	<p><b>Appel d'offres portant sur chacun des sites publics disponibles (±150 MW).</b></p> <p>N.B. : Il peut y avoir plusieurs projets soumis sur un même site public.</p> <p>Organisme responsable : MRN.</p> <p>Résultat : un projet est retenu sur chacun des sites publics, pour un total de ±150 MW.</p> <p>Critères de sélection :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>70 % prix, 15 % retombées économiques locales,</li> <li>15 % qualification du promoteur.</li> </ul> <p><b>Appel d'offres portant sur l'ensemble des sites semi-publics et privés dont les droits de propriété ont été validés (environ 250 MW).</b></p> <p>Organisme responsable : MRN.</p> <p>Résultat : ± 150 MW de projets sont retenus et obtiennent un contrat de vente d'électricité.</p> <p>Critères de sélection :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>70 % prix, 15 % retombées économiques locales,</li> <li>15 % caractéristiques environnementales.</li> </ul>

**b) *Opinion de la Régie***

Selon la Régie, le processus de sélection proposé par le RNCREQ, bien qu'à première vue semblable à celui mis de l'avant par l'AQPER, s'en distingue notamment par le fait de mettre les promoteurs retenus sur les sites publics en concurrence, non seulement entre eux, mais également avec les promoteurs disposant de sites privés ou semi-publics, ceci au moyen d'un seul appel d'offres global regroupant tous les projets.

La Régie estime que l'approche du RNCREQ est plus appropriée puisqu'elle favorise davantage la concurrence. En effet, en procédant dès le départ, tel que suggéré par l'AQPER, à un appel d'offres pour les sites publics exigeant de s'engager sur un prix ferme de vente de l'électricité avec garantie de réalisation, les délais et les coûts requis pour atteindre un tel niveau de précision et de confiance peuvent devenir très importants, et de ce fait limiter significativement le nombre de promoteurs en mesure de soumissionner sur un ou plusieurs sites publics à la fois<sup>224</sup>.

Selon les évaluations fournies par l'AQPER, de cinq à dix soumissions seraient déposées sur chacun des sites publics, ce qui représente des coûts variant entre 1,5 et 3 millions de dollars par site public. Selon le Tableau 6-3 du mémoire de l'AQPER, quatre sites publics seraient aménageables à 4,5 ¢/kWh<sup>225</sup>. Les soumissionnaires dépenseraient donc une somme totale variant entre 6 et 12 millions de dollars.

La Régie juge ces coûts considérables et ceux-ci pourraient être difficiles à supporter, particulièrement dans le contexte d'une industrie qui n'existe que depuis quelques années. Comme la Régie estime raisonnable l'évaluation à 300 000 \$ pour développer une soumission comportant un prix ferme de vente de l'électricité et une caution garantissant la réalisation du projet, ce coût pourrait constituer une barrière à la concurrence en limitant le nombre de soumissions déposées pour chacun des sites publics.

La Régie est d'avis que les coûts totaux qu'entraîneraient le processus de sélection proposé par l'AQPER sur les sites publics sont trop onéreux. Il y a donc un risque réel que le nombre de soumissions déposées sur certains sites publics soit insuffisant pour assurer une concurrence adéquate, privant ainsi les consommateurs d'un approvisionnement au moindre coût.

La Régie considère que le processus de sélection mis de l'avant par le RNCREQ permet de maximiser la concurrence entre les promoteurs intéressés à obtenir un contrat de vente dans le cadre de la quote-part. La Régie reconnaît qu'un tel

---

<sup>224</sup> Hydro Projet-Minganie-Sept-Rivières, argumentation écrite, page 7.

<sup>225</sup> AQPER, mémoire, page 31.

processus en deux étapes nécessitera plus de temps que celui proposé par l'AQPER mais, tel que présenté plus haut, le contexte énergétique actuel et la date prévisible à laquelle se manifesteront les besoins additionnels de production permettent de se donner quelques mois de plus et d'enclencher ce processus plus susceptible de conduire à la sélection des meilleurs projets.

Par ailleurs, la Régie rappelle que la quote-part qu'elle recommande n'est pas exclusive. En effet, il serait toujours possible pour un promoteur, dans l'éventualité où le marché le lui permettrait, de réaliser son projet en dehors de la quote-part.

#### **Recommandation # 26 :**

**La Régie recommande que, dans le but de maximiser la concurrence entre les promoteurs, la sélection des promoteurs et des projets s'effectue en deux étapes successives. D'abord, pour chacun des sites publics qu'il rend disponibles, le MRN choisirait un promoteur en fonction de la qualité de sa proposition d'aménagement. Puis, dans une deuxième étape, l'ensemble des promoteurs disposant d'un site, qu'il soit public, semi-public ou privé, seraient mis en concurrence au sein d'un seul appel d'offres global.**

### **5.4. LE RÔLE DES AUTORITÉS RESPONSABLES**

#### **a) Synthèse de la preuve**

La plupart des intervenants s'entendent pour dire que le gouvernement doit demeurer l'autorité responsable de l'identification et de la sélection des sites publics à rendre disponibles aux promoteurs intéressés à soumissionner dans le cadre de la quote-part. Concernant l'octroi des forces hydrauliques appartenant au domaine public, les intervenants, à l'exception d'Hydro Projet-Minganie-Sept-Rivières, ont reconnu qu'il s'agit d'un rôle qui revient exclusivement au gouvernement du Québec à titre de propriétaire d'un bien public qu'il doit gérer dans l'intérêt collectif des Québécois.

Cependant, l'autorité responsable pour conduire le processus de sélection des projets par appel d'offres diffère selon les processus suggérés par l'AQPER et le RNCREQ. En effet, l'AQPER et l'industrie en général recommandent que la sélection des projets relève du MRN.

Le GRAME/UDD, bien qu'il n'effectue pas de distinction entre les sites publics, semi-publics et privés, est d'avis que le processus encadrant les modalités d'octroi des sites devraient être gérées et suivies par un comité de coordination, sous la responsabilité du gouvernement du Québec, comprenant des représentants d'Hydro-Québec, des producteurs privés, du ministère des Ressources naturelles, du ministère de l'Environnement, du secteur Faune, des groupes environnementaux et des organismes de protection du consommateur<sup>226</sup>.

Hydro Projet–Minganie–Sept-Rivières suggère pour sa part que les intervenants municipaux soient intégrés au processus de sélection des promoteurs<sup>227</sup>. De plus, il recommande que l'existence d'ententes formelles avec le milieu local soit discriminée de façon positive.

La Régie a par ailleurs cherché à savoir comment Hydro-Québec prévoyait s'insérer au sein du processus de soumissions et de sélection des projets, à titre de distributeur et d'acheteur de l'électricité produite dans le cadre d'une quote-part réservée à la petite production hydroélectrique. En réponse, Hydro-Québec a indiqué qu'elle ne prévoit pas s'insérer au sein du processus de soumissions et de sélection des projets<sup>228</sup>.

Quant au RNCREQ, il a recommandé que la sélection des projets soit réalisée sous l'autorité de la Régie qui nommerait un comité de sélection formé de personnes provenant entre autres d'Hydro-Québec, du milieu de la protection des consommateurs et du milieu de l'environnement. Un représentant de la Régie de l'énergie y participerait à titre d'observateur. Le RNCREQ soutient, entre autres, que :

*« (...) 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. (...) »*

*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 confiante 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<sup>229</sup>. »*

<sup>226</sup> GRAME-UDD, mémoire, page 27.

<sup>227</sup> Hydro-Projet –Minganie –Sept-Rivières, mémoire, page 13.

<sup>228</sup> Hydro-Québec, réponses aux demandes de renseignements, page 1.

<sup>229</sup> RNCREQ, rapport d'expert de Philip Raphals et Philippe Dunsy, page 29. (Les références indiquées dans la citation n'ont pas été reproduites)

**b) *Opinion de la Régie***

Dans le cadre légal actuel, les étapes d'identification et de sélection des sites publics à rendre disponibles relèvent clairement du MRN, de même que la validation des droits détenus par les promoteurs qui se manifesteront en réponse à l'appel d'intérêt. Il revient également au gouvernement de gérer, selon ses objectifs, l'octroi et la location des forces hydrauliques et des terres du domaine public. Comme souligné précédemment, ces responsabilités doivent s'appuyer sur un exercice de consultation.

Dans cette perspective, bien que l'implication du milieu local soit essentielle pour assurer le succès d'un projet de centrale hydroélectrique, la Régie rejette la proposition de l'intervenant Hydro Projet–Minganie–Sept-Rivières à l'effet que l'assentiment des municipalités soit un élément majeur dans le choix des promoteurs qui seraient autorisés à développer un site public sur leur territoire<sup>230</sup>.

Concernant la procédure d'appel d'offres pour la sélection finale des projets qui obtiendront un contrat de vente d'électricité dans le cadre de la quote-part, il faut se rappeler qu'une telle procédure est nouvelle au Québec en matière de production d'électricité puisqu'auparavant le prix de vente était fixé à l'avance par Hydro-Québec. Les promoteurs disposant de droits hydrauliques pouvaient donc obtenir un contrat de vente auprès d'Hydro-Québec au prix pré-établi.

La Régie ayant recommandé la mise en place d'une procédure d'appel d'offres concurrentiel, il est nécessaire de déterminer également à quel organisme devrait être confié la gestion de l'appel d'offres et la sélection finale des projets. Deux organismes ont été suggérés pour coordonner cet appel d'offres, soit le gouvernement et la Régie.

La majorité des producteurs privés ont proposé que le MRN soit l'organisme responsable de l'appel d'offres concurrentiel et de la sélection finale des projets. Selon l'avis de la Régie, ce choix apparaît logique car il permettrait de regrouper au sein d'un même organisme la gestion de toutes les étapes requises pour la sélection des promoteurs et des projets. Ces étapes sont l'appel d'intérêt, les appels de propositions sur les sites publics et, en dernier lieu, l'appel d'offres concurrentiel.

La Régie est d'avis que le MRN demeure l'organisme le mieux placé pour gérer le processus de sélection des projets. Cependant, pour assurer l'objectivité et une meilleure représentativité des intérêts, la Régie recommande le recours à un comité de sélection présidé par le MRN et composé majoritairement d'experts externes issus des domaines associés à la grille de sélection de l'appel d'offres. De nature ad hoc, ce comité n'aurait pas la responsabilité de préparer et de lancer

---

<sup>230</sup> Hydro-Projet –Minganie –Sept-Rivières, mémoire, page 13.

l'appel d'offres. Son rôle se limiterait uniquement à recevoir les soumissions, à s'assurer de leur conformité aux exigences imposées et à classer les projets.

**Recommandation # 27 :**

**La Régie est d'avis que le MRN devrait être l'organisme responsable de conduire l'appel d'offres concurrentiel. Ce choix permettrait de regrouper au sein d'un même organisme la gestion de toutes les étapes requises pour la sélection des promoteurs et des projets.**

**Recommandation # 28 :**

**La Régie recommande le recours à un comité de sélection présidé par le MRN et composé majoritairement d'experts externes issus des domaines associés à la grille de sélection des appels d'offres.**

## **5.5. LES CRITÈRES DE SÉLECTION**

### **a) Synthèse de la preuve**

Un grand nombre d'intervenants se sont prononcés sur les critères de sélection de façon générale. Pour certains, les critères de sélection devraient être utilisés en fonction des trois étapes du processus global :

- pour sélectionner les sites publics à rendre disponibles;
- pour sélectionner le meilleur promoteur sur chacun des sites publics;
- pour sélectionner les meilleurs projets qui obtiendront un contrat de vente dans le cadre de la quote-part.

Par contre, d'autres intervenants n'ont pas présenté de distinction au niveau des critères à utiliser selon les différentes étapes du processus.

Tel que mentionné précédemment, la sélection des promoteurs sur les sites publics et l'octroi des forces hydrauliques du domaine public sont des responsabilités qui incombent exclusivement au gouvernement et, en conséquence, la Régie considère qu'il revient à ce dernier d'établir les critères qu'il entend utiliser à ces fins, en fonction de ses politiques et de ses priorités.

La Régie a donc ciblé ses efforts sur les critères à utiliser pour sélectionner les meilleurs projets dans le cadre de l'appel d'offres final. Une synthèse des critères

suggérés par les participants pour la sélection des projets est présentée au tableau #10.

**TABLEAU # 10**

**SYNTHÈSE DES CRITÈRES DE SÉLECTION SUGGÉRÉS POUR LA SÉLECTION DES PROJETS**

<u>Participants</u>	Prix de vente de l'électricité	Capacités technique et financière du promoteur à réaliser le projet	Participation locale et/ou Retombées économiques locales	Caractéristiques environnementales et intégration au milieu	Autres critères de sélection de projet suggérés par l'intervenant
AQER/CFTD		X			Qualité de la formation donnée aux opérateurs; Technologies innovatrices ; Potentiel d'exportation.
AQPER	70%		15%	15%	
Boralex	X	X	X	X	Retombées économiques au Québec
FQF				X	
FQSA				X	4 critères environnementaux sont proposés.
GRAMEUDD	X	X	X	X	Qualité technique du projet; Maximisation du potentiel énergétique
Hydro Projet/ Minganie/ Sept-Rivières		X	X		Assentiment ou participation directe des municipalités.
Indufina	70%		15%	15%	
La Régionale		X	X	X	
OC/ACQ		25%	25%	50%	
RNCREQ	50%			50%	5 critères environnementaux et l'opérationnalisation sont proposés.
STOP/ Coalition Verte	X	X	X	X	
<b>Légende :</b>	Le pourcentage correspond à la pondération qu'accorde le participant au critère en question. «X» signifie que l'intervenant suggère le critère mais sans proposer une pondération spécifique.				

**b) *Opinion de la Régie***

La Régie constate que, bien qu'aucun critère spécifique ne fasse l'unanimité parmi les participants, un certain nombre de critères sont suggérés par une forte majorité d'entre eux.

Parmi ceux-ci, les caractéristiques environnementales du projet et son intégration au milieu humain recueillent l'appui de la plupart des participants. La Régie appuie le recours à ce critère et elle le définit comme étant la qualité de l'intégration du projet dans le milieu naturel et humain, c'est-à-dire la qualité du projet par rapport au respect tant des caractéristiques environnementales de la zone d'influence du projet que des autres usages, récréatifs ou autres, dont le site d'aménagement fait l'objet. L'amélioration du site contribue aussi à la qualité du projet.

À cet égard, la Régie est d'avis que la qualité de l'évaluation d'une soumission est tributaire du niveau des connaissances acquises par le soumissionnaire concernant, entre autres, l'environnement, le patrimoine, les usages et les retombées locales. Les coûts et les délais associés à l'obtention de ces informations et à leur documentation doivent être pris en compte dans le poids accordé à ce critère. De plus, il ne revient pas au comité de sélection de juger de l'acceptabilité socio-environnementale d'un projet. Il s'agit là d'une compétence qui relève du ministre de l'Environnement par le biais de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., chapitre Q-2).

Des intervenants ont d'ailleurs fait part de leurs opinions et de suggestions concernant le processus d'examen environnemental dont les petites centrales hydroélectriques font l'objet. À ce sujet, la Régie rappelle que ces considérations ne font pas partie de son mandat et que le processus d'examen environnemental est du ressort exclusif du gouvernement.

La Régie endosse deux autres critères qui ont été suggérés par une majorité de participants et considère qu'ils doivent faire partie de la grille de sélection des projets. Il s'agit des critères suivants :

- les qualifications du promoteur et sa capacité financière à réaliser le projet dans les délais prévus, et
- la participation d'intervenants du milieu local dans le projet et l'importance des retombées économiques locales.

Tel qu'indiqué dans les sections précédentes, le prix de vente de l'électricité constitue un des principaux éléments à la base du présent avis. À la lecture du tableau 10, on constate que plusieurs participants n'incluent pas le prix de vente aux critères qu'ils proposent pour effectuer la sélection des projets. La Régie ne peut pas retenir cette approche car elle est incompatible avec le processus

concurrentiel recommandé qui requiert que le prix de vente soit un critère majeur de sélection.

Comme les intervenants en faveur d'un processus concurrentiel l'ont indiqué, la Régie est d'avis qu'un poids important doit être accordé au prix de vente. Par ailleurs, elle considère primordial d'établir une pondération adéquate afin d'éviter d'accorder trop de poids à des critères dont l'évaluation est qualitative plutôt que quantitative.

En fonction de ces considérations et des responsabilités du ministre de l'Environnement concernant l'acceptabilité socio-environnementale des projets, la Régie recommande que la grille de sélection soit composée des critères décrits ci-dessus et suggère la pondération suivante, pour considération par le comité d'experts :

- 50 % prix de vente de l'électricité;
- 20 % intégration du projet dans le milieu naturel et humain;
- 15 % qualifications du promoteur et sa capacité financière;
- 15 % participation locale et retombées économiques locales.

## **5.6. LA CLASSIFICATION DES RIVIÈRES**

### **a) Synthèse de la preuve**

La séquence selon laquelle le développement des petites centrales hydroélectriques devrait être réalisé par rapport à la classification des rivières, annoncée par le gouvernement<sup>231</sup>, a été discutée par une grande majorité des intervenants. Les avis des intervenants sont cependant partagés à savoir lequel de ces deux programmes gouvernementaux devrait être conduit en premier.

Certains intervenants affirment qu'il n'est pas nécessaire d'attendre la classification des rivières avant de procéder à la mise en œuvre d'une quote-part dédiée à la petite production hydroélectrique et que cet enjeu sera traité au cas par cas lors de l'approbation environnementale des projets. D'autres, par contre, soutiennent que la classification des rivières doit être effectuée préalablement à la mise en place d'un programme gouvernemental de développement de la petite production hydroélectrique privée.

---

<sup>231</sup> Gouvernement du Québec, *L'énergie au service du Québec — une perspective de développement durable*, 26 novembre 1996.

**b) *Opinion de la Régie***

La Régie considère qu'il n'est pas de sa responsabilité de se prononcer à l'égard du processus de classification des rivières.

Cette démarche a été initiée par le gouvernement en fonction de ses responsabilités en matière de gestion et d'aménagement du territoire et des objectifs qu'il s'est fixé en la matière. La classification des rivières est une prérogative du gouvernement et il ne revient pas à la Régie de prendre position à l'égard de ce dossier.

Suite au présent avis concernant la mise en œuvre de la contribution de la filière de la petite hydraulique au plan de ressources d'Hydro-Québec, il reviendra au gouvernement de déterminer, selon des objectifs et des priorités qui lui sont propres, comment la classification des rivières doit s'insérer à son programme d'octroi des forces hydrauliques du domaine public.

**Observation # 10 :**

**La classification des rivières est une prérogative du gouvernement et il reviendra à celui-ci de déterminer, selon ses objectifs et ses priorités, comment celle-ci doit s'insérer dans son programme d'octroi des forces hydrauliques du domaine public.**

## 6. CONCLUSION

La Régie estime que la détermination d'une quote-part pour la PPPH est justifiée compte tenu du contexte structurel énergétique du Québec et de l'apparition vers le milieu de la prochaine décennie de besoins pour des ressources additionnelles. Elle recommande que l'établissement du prix à payer pour la production privée soit déterminé par un processus d'appel d'offres et qu'il soit sujet à prix plafond établi en fonction du coût évité. Pour le présent dossier, la Régie considère que celui-ci devrait être calculé à partir du projet Bas Churchill, c'est-à-dire le projet futur le plus activement développé par Hydro-Québec.

Toutefois, pour que le coût du projet Bas Churchill puisse être utilisé dans l'établissement du coût évité par la petite production hydroélectrique, la Régie considère que des ajustements significatifs doivent être apportés pour tenir compte, entre autres, de la contribution à la pointe des petites centrales hydrauliques. À partir des informations soumises en preuve, la Régie en arrive à la conclusion que le coût évité de la PPPH, si elle avait des caractéristiques semblables au bloc de 300 MW demandé par l'AQPER, serait probablement inférieur à 4 ¢/kWh.

La Régie note également la problématique soulevée par les redevances hydrauliques et l'impôt sur le revenu payés par les producteurs privés. Pour accorder un traitement équitable dans le but d'optimiser les choix économiques pour le Québec, la Régie considère que le prix payé aux producteurs privés devrait refléter le fait que les instances gouvernementales imposent certaines charges aux producteurs privés alors qu'elles en dispensent Hydro-Québec. Toutefois, la Régie croit qu'il revient au gouvernement de décider qui devrait supporter les coûts additionnels que sont les redevances hydrauliques et l'impôt sur les revenus des sociétés. Si le gouvernement décidait que le prix de la production privée doit être établi de façon à assurer un traitement équitable de tous les intervenants, une majoration d'environ 0,5 ¢/kWh serait alors requise, portant le prix de référence à 4,5 ¢/kWh.

Sur la base d'un tel prix de référence, la Régie estime que la taille de la quote-part pour la PPPH devrait être établie à 150 MW installés et croit que le volume d'affaires qui en découlerait serait adéquat pour maintenir l'industrie. La quote-part devrait être constituée d'un bloc unique octroyé au moyen d'un seul appel d'offres concurrentiel. Dans le but de maximiser la concurrence entre les promoteurs, la Régie recommande que la sélection des promoteurs et des projets s'effectue en deux étapes successives. Dans un premier temps, pour chacun des sites publics rendus disponibles, le MRN choisirait un promoteur à qui la force hydraulique sera octroyée et ce, en fonction de la qualité de sa proposition. Par la suite, tous les promoteurs disposant des droits sur un site, public, semi-public ou privé, seraient mis en concurrence au sein d'un seul appel d'offres global.

La Régie est d'avis que le MRN demeure l'organisme le mieux placé pour gérer le processus de sélection des projets dans le cadre de l'appel d'offres global. Comme le MRN est responsable de l'octroi des forces hydrauliques du domaine public, cette approche permettrait de regrouper au sein d'un même organisme la gestion de toutes les étapes requises pour la sélection des promoteurs et des projets, soit l'appel d'intérêt, les appels de propositions sur les sites publics et, finalement, l'appel d'offres concurrentiel. Cependant, pour assurer l'objectivité du processus et une meilleure représentativité des intérêts, la Régie recommande le recours à un comité de sélection présidé par le MRN et composé majoritairement d'experts externes. De nature ad hoc, le rôle de ce comité se limiterait uniquement à recevoir les soumissions, à s'assurer de leur conformité aux exigences imposées et à classer les projets soumis, selon les critères de sélection établis.

La Régie tient à souligner la participation et l'engagement des participants tout au cours de cette audience qui s'est étalée sur plusieurs mois. Le grand nombre de participants et la qualité de leurs interventions témoignent de l'importance de ce dossier pour le Québec.

## 7. LISTE DES OBSERVATIONS

### Observation # 1 :

Le présent avis est soumis en l'absence d'un plan de ressources approuvé; de plus, les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité d'Hydro-Québec, au sens de l'article 167 de la Loi, n'ont pas été établies. Le rôle d'observateur choisi par le distributeur a également limité la preuve déposée et ainsi privé les participants de certaines données de référence sur les besoins futurs en électricité et le coût marginal d'Hydro-Québec pour les combler.

### Observation # 2 :

Hydro-Québec doit prévoir les besoins de sa clientèle et doit aussi obtenir les approvisionnements requis pour les satisfaire. Comme la mise en place d'un programme de petites centrales hydrauliques nécessite de 4 à 7 ans, la Régie considère, dans la présente cause, les besoins qui pourraient se manifester sur un horizon correspondant à cet échéancier de réalisation.

### Observation # 3 :

Sur la base du Plan stratégique 1998 -2002 d'Hydro-Québec, l'analyse du contexte énergétique démontre que des ressources additionnelles seraient requises dans un délai correspondant environ au délai de réalisation d'un programme de petites centrales.

### Observation # 4 :

Hydro-Québec a déposé le 26 octobre 1999 son Plan stratégique 2000-2004; il appartiendra donc au gouvernement d'en tenir compte lors de l'étude de cet avis.

### Observation # 5 :

Une large part des intervenants s'entendent pour dire que le prix à payer pour la production privée devrait être basé sur le concept du coût évité.

### Observation # 6 :

Selon la preuve déposée par les intervenants, les coûts des prochains projets d'Hydro-Québec pourraient varier de 3 à 5,3 ¢/kWh (Tableau 4). Une large part des intervenants ont exprimé l'opinion à l'effet que les coûts de transport additionnel associé au projet devraient être inclus dans l'établissement des coûts évités pour satisfaire la demande.

Observation # 7 :

Dans le cas du bloc de 300 MW proposé par l'AQPER, le coût évité serait, selon la Régie, probablement inférieur à 4 ¢/kWh.

Observation # 8 :

Les données présentées dans le cadre de cette audience ne permettent pas de traiter d'une façon adéquate la question des externalités des différentes filières.

Observation # 9 :

Selon l'AQPER, six projets pourraient être réalisés à un coût inférieur à 4,5 ¢/kWh, pour une puissance installée de 114 MW.

Observation # 10 :

La classification des rivières est une prérogative du gouvernement et il reviendra à celui-ci de déterminer, selon ses objectifs et ses priorités, comment celle-ci doit s'insérer dans son programme d'octroi des forces hydrauliques du domaine public.

## **8. LISTE DES RECOMMANDATIONS**

### Recommandation # 1 :

La Régie est d'avis que, compte tenu des conditions imparfaites du marché de l'électricité au Québec, une quote-part pour la PPPH pourrait être établie à l'intérieur de certains paramètres économiques qui excluraient toute forme de subvention.

### Recommandation # 2 :

La Régie est d'avis que, prenant en considération le contexte structurel énergétique du Québec, la détermination d'une quote-part pour la PPPH est justifiée.

### Recommandation # 3 :

La Régie est d'avis que l'établissement du prix à payer pour la production privée doit se faire en fonction du coût évité. En conséquence, elle rejette la suggestion à l'effet que la fixation du prix à payer soit faite en fonction d'un prix basé sur les marchés de l'exportation.

### Recommandation # 4 :

La Régie recommande que le calcul du coût évité soit basé sur les coûts des projets futurs envisagés pour satisfaire à la demande.

### Recommandation # 5 :

La Régie est d'avis que le coût évité doit inclure tous les coûts que la production privée permet à Hydro-Québec d'éviter. Ainsi, la Régie considère justifié que l'estimation du coût évité inclut les coûts du transport additionnel associé aux nouveaux projets de production.

### Recommandation # 6 :

La Régie recommande que les coûts évités soient exprimés dans la forme d'annuités croissantes. De même, la Régie est d'avis que le prix payé, ou le prix plafond, doit être indexé sur la même base.

**Recommandation # 7 :**

La Régie est d'avis que le coût évité à utiliser dans le présent dossier doit être établi à partir du projet Bas Churchill.

**Recommandation # 8 :**

La Régie est d'avis que les frais de raccordement, y compris les modifications requises aux installations d'Hydro-Québec pour accepter la production privée sur son réseau, doivent être supportés par les producteurs privés.

**Recommandation # 9 :**

La Régie recommande que, dans les ajustements reliés à la transformation, seuls les coûts des pertes de transformation doivent être considérés dans les coûts évités.

**Recommandation # 10 :**

La Régie est d'avis que les prix payés aux producteurs privés devrait tenir compte des coûts d'intégration de cette filière au réseau d'Hydro-Québec.

**Recommandation # 11 :**

La Régie est d'avis que le coût évité pour la petite production hydroélectrique ne peut être calculé à partir du coût du projet Bas Churchill qu'après y avoir apporté les ajustements requis.

**Recommandation # 12 :**

La Régie recommande qu'un tarif d'achat soit élaboré afin de refléter les coûts évités et de tenir compte de la contribution de chaque projet à la pointe.

**Recommandation # 13 :**

Compte tenu de la maturité économique de l'industrie de la PPPH, la Régie est d'avis que les autres avantages pour la société ne sont pas, de façon générale, un facteur à considérer dans l'établissement du prix à payer pour la production privée.

**Recommandation #14 :**

La Régie considère qu'il revient au gouvernement de décider si l'établissement de la valeur de la production privée doit tenir compte des revenus additionnels provenant des redevances hydrauliques et des impôts payés par les producteurs privés. L'ajustement en question serait d'environ 0,5 ¢/kWh.

**Recommandation # 15 :**

Compte tenu que le prix de référence est établi à 4,5 ¢/kWh, prenant en considération une majoration concernant les redevances hydrauliques et l'impôt sur le revenu, la Régie est d'avis que la taille de la quote-part doit être déterminée sur cette base et à la lumière des estimations du coût des projets telles que déposées par l'AQPER.

**Recommandation # 16 :**

La Régie est d'avis que des contrats à long terme, soit des contrats de 20 à 25 ans, sont nécessaires pour la réalisation de projets de production privée.

**Recommandation # 17 :**

La Régie croit que la quote-part pour la PPPH devrait être établie à 150 MW installés, sur la base d'un prix de référence de 4,5 ¢/kWh.

**Recommandation # 18 :**

La Régie est d'avis qu'une quote-part de 150 MW serait adéquate pour maintenir l'industrie de la petite production hydroélectrique.

**Recommandation # 19 :**

La Régie est d'avis que le prix à payer pour la production privée doit être établi en faisant appel à un mécanisme d'appel d'offres concurrentiel, incluant un prix plafond.

**Recommandation # 20 :**

La Régie considère inopportun de segmenter la quote-part selon la taille des projets.

**Recommandation # 21 :**

La Régie recommande que la quote-part pour la PPPH soit constituée d'un bloc unique, octroyé au moyen d'un seul appel d'offres concurrentiel.

**Recommandation # 22 :**

La Régie croit qu'un niveau de concurrence satisfaisant peut être atteint en procédant par un seul appel d'offres, tout en prévoyant, dans les modalités d'un éventuel programme, des mises en service étalées sur quelques années.

**Recommandation # 23 :**

La Régie recommande, comme première étape, le lancement d'un appel d'intérêt ayant pour but d'identifier les sites hydrauliques qui sont susceptibles d'être développés dans le cadre d'une quote-part.

**Recommandation # 24 :**

La Régie est d'avis que les appels de propositions pour les sites de propriété entièrement publique doivent être effectués tôt dans le processus, de manière à ce que le gouvernement choisisse d'abord les promoteurs qui pourront participer à l'appel d'offres final.

**Recommandation # 25 :**

La Régie considère essentiel d'effectuer une consultation et d'éliminer tôt dans le processus les sites publics où il apparaît qu'un aménagement hydroélectrique est incompatible ou inacceptable.

**Recommandation # 26 :**

La Régie recommande que, dans le but de maximiser la concurrence entre les promoteurs, la sélection des promoteurs et des projets s'effectue en deux étapes successives. D'abord, pour chacun des sites publics qu'il rend disponibles, le MRN choisirait un promoteur en fonction de la qualité de sa proposition d'aménagement. Puis, dans une deuxième étape, l'ensemble des promoteurs disposant d'un site, qu'il soit public, semi-public ou privé, seraient mis en concurrence au sein d'un seul appel d'offres global.

**Recommandation # 27 :**

La Régie est d'avis que le MRN devrait être l'organisme responsable de conduire l'appel d'offres concurrentiel. Ce choix permettrait de regrouper au sein d'un même organisme la gestion de toutes les étapes requises pour la sélection des promoteurs et des projets.

**Recommandation # 28 :**

La Régie recommande le recours à un comité de sélection présidé par le MRN et composé majoritairement d'experts externes issus des domaines associés à la grille de sélection des appels d'offres.

## 9. LISTE DES TABLEAUX

- Tableau # 1 : Position exprimées concernant les besoins en électricité  
Page : 19
- Tableau # 2 : Synthèse des positions exprimées sur l'octroi d'une quote-part  
Page : 29
- Tableau # 3 : Approches proposées pour établir le prix à payer pour la production privée  
Page : 32
- Tableau # 4 : Projets retenus par divers intervenants pour estimer les coûts évités d'Hydro-Québec  
Page : 46
- Tableau # 5 : Synthèse des recettes additionnelles du gouvernement du Québec à intégrer au prix socialement acceptable de la quote-part exprimées en ¢/kWh  
Page : 61
- Tableau # 6 : Retombées économiques associées au volet construction du bloc proposé de 300 MW (tableau 8-2 de l'AQPER)  
Page : 66
- Tableau # 7 : Sites analysés selon le prix de l'énergie  
Page : 74
- Tableau # 8 : Taille et durée de la quote-part proposées par les intervenants  
Page : 82
- Tableau # 9 : Comparaison des processus de sélection proposés par le RNCREQ et par l'AQPER  
Page : 101
- Tableau # 10 : Synthèse des critères de sélection suggérés pour la sélection des projets  
Page : 107

## **10. LISTE DES SCHÉMAS**

Schéma # 1 : Processus de sélection proposé par l'AQPER  
Page : 98

Schéma # 2 : Processus de sélection proposé par le RNCREQ  
Page : 99

**11. LE CHEMINEMENT DE L'AVIS**

**AVIS SUR LA PETITE PRODUCTION PRIVEE  
HYDROELECTRIQUE (PPPH)**

1. *Introduction*
2. *Justification d'une quote-part*
3. *Valeur de la PPPH*
4. *La quote-part*
5. *Modalités d'implantation*
6. *Conclusion*

## LE CHEMINEMENT DE L'AVIS

### AVIS SUR LA PPPH

#### 1. INTRODUCTION

##### 1.1 LE MANDAT

- Lettre du 11 juin 1998
- Audience : juin 1999

##### 1.2 LA DÉMARCHE ET SES LIMITES

- Absence d'un plan de ressources
- H-Q : observations seulement

##### 1.3 CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

- H-Q : doit prévoir les besoins de sa clientèle
- Des installations sont requises à compter de 2006
- PPPH : délai d'implantation 4 à 6 ans
- Source utilisée : Plan stratégique 1998-2002
- Plan stratégique 2000-2004 : déposé 26 octobre 1999

#### 2. Justification d'une quote-part

##### 2.1 CONCEPT D'UNE QUOTE-PART

- Filière nouvelle ou mature
- Conditions imparfaites du marché



Structure actuelle du marché  
justifie quote-part

##### 2.2 BESOIN DE RELANCER L'INDUSTRIE

- Peu d'activités dans industrie
- Quote-part affecterait l'emploi, mais peu d'entreprises en péril



Contexte structurel justifie  
quote-part

## LE CHEMINEMENT DE L'AVIS

### AVIS SUR LA PPPH

#### 3. LA VALEUR DE LA PPPH

##### 3.1 APPROCHE À RETENIR

- Prix à l'exportation
- Coût évité



Coût évité : ressources  
additionnelles requises en  
2006

##### 3.2 BASE DU CALCUL DU COÛT ÉVITÉ

- Efficacité énergétique
- Tarif de fourniture
- Dernier projet
- Prochains projets



Prochains projets

##### 3.3 ESTIMATION COÛT PROCHAINS PROJETS (projet de référence)

- Prochains projets/Bas Churchill
- Transport associé
- Indexation



Bas Churchill  
Transport associé  
Indexation

##### 3.4 AJUSTEMENTS AU COÛT ÉVITÉ

- Coûts de transformation
- Coûts d'intégration
- Contribution à la pointe



Doit refléter le service rendu par la  
PPPH  
Bas Churchill ajusté  
Tarifs d'achat au coût évité

##### 3.5 AVANTAGES POUR LA SOCIÉTÉ

- Recettes gouvernementales
- Emplois
- Autres : externalités, participation communautaire
- Traitement équitable : redevance & impôts



Autres impacts/retombées non considérés  
Majoration par le gouvernement pour tenir compte  
redevances & impôts : 0,5 ¢/kWh  
Valeur 4,0 + Équité 0,5 = 4,5 ¢/kWh (Prix de  
référence)

## LE CHEMINEMENT DE L'AVIS

### AVIS SUR LA PPPH

#### 4. LA QUOTE-PART

##### 4.1 LES COÛTS DE PRODUCTION DES PRODUCTEURS PRIVÉS

- Estimations de l'AQPER
- Valeur résiduelle après 20 ans
- Contrats pour financement
- Taux de rendement sur l'équité
- Autres coûts



300 MW : coût inférieur à 5,4 ¢/kWh  
Contrat à long terme de 20 à 25 ans

##### 4.2 LA TAILLE

- Prix de référence à 4,5¢/kWh
- 114 MW réalisables
- AQPER : Relance exige une masse critique et demande 300 MW



Taille : fonction du prix de référence,  
des estimations de coût de l'AQPER  
et marge d'erreur :  
150 MW

##### 4.3 PRIX À PAYER : APPEL D'OFFRES CONCURRENTIEL

- Processus concurrentiel : Prix plafond
- Prix égal à coût évité
- Tarif reflétant la contribution à la pointe



Appel d'offres concurrentiel  
avec tarif plafond  
Tarif pointe/hors pointe

##### 4.4 LA SEGMENTATION

- Classification internationale : <10 MW
- < 10 MW : pas rentable
- >10 MW : meilleur potentiel d'exportation



Aucune segmentation :  
preuve insuffisante

##### 4.5 LA DURÉE DU PROGRAMME

- Bloc unique
- Blocs annuels
- Durée indéterminée



Bloc de 150 MW

## LE CHEMINEMENT DE L'AVIS

### AVIS SUR LA PPPH

#### 5. MODALITÉS D'IMPLANTATION

##### 5.1 OCTROI DES FORCES HYDRAULIQUES DU DOMAINE PUBLIC

- Étape incorporée à l'appel d'offres
- Étape distincte et préliminaire



Appel de proposition du MRN  
Ne s'applique pas aux sites privés/semi-publics

##### 5.2 L'ÉLIMINATION DES SITES PUBLICS INACCEPTABLES

- En fonction de critères environnementaux et autres



Élimination tôt dans le processus

##### 5.3 LA SÉLECTION DES PROMOTEURS ET DES PROJETS

- AQPER : pas de choix préalable du promoteur sur les sites publics
- RNCREQ : choix préalable d'un promoteur sur chaque site public



Processus RNCREQ  
Un seul appel d'offres : promoteurs en concurrence pour tous les publics, semi-publics et privés

##### 5.4 LE RÔLE DES AUTORITÉS RESPONSABLES

- MRN
- Régie



MRN (maintien des responsabilités)  
Sélection par un comité d'experts externes

##### 5.5 LES CRITÈRES DE SÉLECTION

- Prix de vente de l'électricité
- Environnement
- Aspect social
- Promoteurs (qualification/capacité financière)
- Retombées économiques locales (participation locale)



**Pondération suggérée :**  
50 % Prix de vente de l'électricité;  
20 % Intégration du projet dans le milieu;  
15 % Qualifications du promoteur;  
15 % Participation et retombées locales.

##### 5.6 LA CLASSIFICATION DES RIVIÈRES

- Avant la mise en œuvre de la quote-part
- Après la mise en œuvre de la quote-part



Une prérogative gouvernementale

## LE CHEMINEMENT DE L'AVIS

### AVIS SUR LA PPPH

#### 6. CONCLUSION

- Le contexte structurel prévalant dans le secteur énergétique du Québec justifient la détermination d'une quote-part pour la PPPH.
- L'établissement du prix à payer pour la PPPH doit se faire en fonction du coût évité.
- Le calcul du coût évité doit être basé sur les coûts de projets futurs envisagés pour satisfaire à la demande.
- Le coût évité doit inclure tous les coûts que la production privée permet à Hydro-Québec d'éviter. Certains coûts de transport associé aux nouveaux projets de production devraient également être inclus.
- Les coûts évités et les prix payés doivent être indexés et exprimés dans la forme d'annuités croissantes.
- Le coût évité doit être établi à partir du projet Bas Churchill, ajusté pour refléter, entre autres, la contribution à la pointe.
- Le coût évité calculé sur la base du projet Bas Churchill ajusté serait probablement inférieur à 4 ¢/kWh.
- Dans son calcul d'un prix plafond, le gouvernement pourrait décider de tenir compte des redevances d'eau et des impôts sur les revenus des Sociétés. Cet ajustement serait d'environ 0,5 ¢/kWh.
- Des contrats à long terme, soit sur une période minimale de 20 à 25 ans, sont nécessaires pour la réalisation de projets de production privée.
- Sur la base d'un prix plafond d'environ 4,5 ¢/kWh et de la création d'un marché pour les équipements mécaniques dépassant 10 millions de dollars par an, la Régie recommande une quote-part de 150 MW installés pour la PPPH.

## LE CHEMINEMENT DE L'AVIS

### 6. CONCLUSION (suite)

- Le prix payé pour la production privée doit être établi sur la base d'un processus concurrentiel et sujet à un prix plafond calculé à partir du coût évité de la production privée, tenant compte de la contribution à la pointe et des impacts sur les coûts d'intégration.
- La Régie recommande que la quote-part soit constituée d'un bloc unique de 150 MW installés, octroyé dans le cadre d'un appel d'offres avec mises en service étalées sur quelques années.
- En raison des droits détenus, les sites privés et semi-publics doivent être traités différemment des sites de propriété entièrement publique.
- Il serait essentiel d'effectuer une consultation et d'éliminer tôt dans le processus de sélection les sites publics où un aménagement hydroélectrique serait incompatible ou inacceptable.
- Les projets et les promoteurs devraient être sélectionnés dans le cadre d'un processus où tous les sites publics, semi-publics et privés sont sujets à un seul appel d'offres regroupant tous les projets, afin de maximiser la concurrence entre les promoteurs.
- Le MRN devrait maintenir ses responsabilités actuelles à l'égard de l'identification et de la sélection des sites publics, ainsi qu'à l'octroi et de la location des forces hydrauliques et des terres du domaine public.
- Le MRN devrait être l'organisme responsable de l'appel d'offres concurrentiel, assisté d'un comité de sélection composé majoritairement d'experts externes.
- Des critères de sélection, tels que le prix de vente, l'intégration dans le milieu naturel et humain, les qualifications et la capacité financière du promoteur ainsi que la participation et les retombées économiques locales, devraient être retenus.