

Gouvernement du Québec

Régie de l'énergie

**Audiences sur les modalités de mise en œuvre  
de la contribution de la petite  
production hydraulique d'électricité.**

**Dossier R-3410-98**

**Mémoire**

Association québécoise des énergies renouvelables (AQER)

Centre pour la finance et la technologie durables (CFTD)

Rédaction :

Philippe Belley, M. ATDR.  
Jean-Michel Parrouffe, Ph.D.

Mars 1999

## Table des matières

<b>TABLE DES MATIÈRES</b> .....	<b>2</b>
<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>4</b>
<b>PRÉSENTATION DES ORGANISMES</b> .....	<b>5</b>
<b>PARTIE I : ARGUMENTAIRE</b> .....	<b>6</b>
<b>0. INTRODUCTION</b> .....	<b>6</b>
<b>1. PRÉALABLES</b> .....	<b>7</b>
1.1. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE .....	7
1.2. DÉFINITION DE LA PETITE PRODUCTION HYDRAULIQUE D'ÉLECTRICITÉ .....	8
1.3. RECOMMANDATIONS DE LA COMMISSION DOYON .....	12
1.4. CLASSIFICATION DES RIVIÈRES .....	13
<b>2. POTENTIEL TECHNOLOGIQUE DE LA PETITE HYDRAULIQUE</b> .....	<b>16</b>
2.1. LES TECHNOLOGIES DE L'HYDRAULIQUE DANS LA TRANSITION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE MONDIAL .....	16
2.2. POTENTIEL TECHNOLOGIQUE .....	18
<b>3. MARCHÉS À PRIVILÉGIER</b> .....	<b>20</b>
3.1. RÉSEAUX ISOLÉS .....	22
3.2. POURVOIRIES ET AUTRES SITES PONCTUELS .....	24
3.3. PETITE HYDRAULIQUE ET COMPTEURS INVERSÉS : LE CAS DES MICROCENTRALES.....	26
<b>PARTIE II : QUESTIONS DE LA RÉGIE</b> .....	<b>33</b>
<b>1. TAILLE DE LA QUOTE-PART</b> .....	<b>33</b>
<b>2. DURÉE DU PROGRAMME</b> .....	<b>33</b>
<b>3. PRIX D'ACHAT</b> .....	<b>33</b>
3.1. PRIX SOCIALEMENT ACCEPTABLE.....	33
3.2. COMPOSANTES DU PRIX SOCIALEMENT ACCEPTABLE.....	34
3.2.a. <i>Apports fiscaux au gouvernement du Québec</i> .....	34
3.2.b. <i>Redevances sur les forces hydrauliques du Québec</i> .....	34
3.2.c. <i>Valeur des installations à la fin du bail sur les forces hydrauliques</i> .....	34
3.2.d. <i>Valeur marchande des équipements de production désaffectés</i> .....	35
3.2.ef. <i>Potentiel et revenus sur les marchés internationaux</i> .....	35
<b>4. MODALITÉS D'IMPLANTATION</b> .....	<b>37</b>
4.1. CRITÈRES DE SÉLECTION.....	37
4.1.a. <i>Sites</i> .....	37
4.1.b. <i>Promoteurs</i> .....	38
4.2. PARAMÈTRES CONTRACTUELS .....	38
4.2.a. <i>Durée du contrat</i> .....	38
4.2.b. <i>Clauses d'indexation</i> .....	38
4.2.c. <i>Modalités de renouvellement de contrat</i> .....	39

**BIBLIOGRAPHIE .....40**

**ANNEXE 1 : ANALYSE MULTICRITÈRE TELLE QUE DÉFINIE PAR LE MRN DANS SON  
DOCUMENT SUR LA CLASSIFICATION DES RIVIÈRES .....42**

**ANNEXE 2 : RAPPORT DE L'EXPERT .....45**

## Résumé

- Le programme proposé est résumé dans le tableau suivant.

	<b>Quote-part (MWi)</b>	<b>Classes de puissance (kW)</b>	<b>Remarques</b>	<b>Section</b>
Réseaux isolés	35	100-10 000	20 % MINIMUM DE LA QUOTE-PART, SOIT PLUS DE 50 % DU POTENTIEL DE SUBSTITUTION (59 MW).	3.1
Sites ponctuels non reliés	10	< 1 000	REPLACEMENT D'ENVIRON 1 000 GÉNÉRATRICES DE 10 kW SUR UN POTENTIEL DE 2 000.	3.2
Microcentrales reliées	25	< 100	Tranches annuelle de 2,5 MW.	3.3
Autre petite hydraulique	110	100-10 000	Taille des projets similaire à celle des projets de l'APR-91	3.
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>3.</b>

- La durée du programme proposé est de 10 ans.
- La classification des rivières visées par les projets constitue une condition préalable à l'instauration du programme.
- Le prix socialement acceptable correspondra à celui des appels d'offres.
- Les centrale des réseaux isolés, la conversion des génératrices en sites ponctuels et les microcentrales sont des marchés à privilégier.
- Les innovations technologiques et le potentiel d'exportation sont des objectifs essentiels du présent programme. L'évaluation des soumissions devra obligatoirement en tenir compte.
- Les critères de sélection des sites et des projets auront pour objectif essentiel de minimiser les impacts environnementaux.

## Présentation des organismes

### Association québécoise des énergies renouvelables (AQER)

L'AQER s'est donné pour mission de promouvoir l'utilisation exclusive, diversifiée et équilibrée de toutes les sources et technologies des énergies renouvelables dans tous les secteurs de l'activité humaine. Elle considère que les sources d'énergies renouvelables sont les seules à même d'assurer l'établissement d'un système énergétique durable. En effet, cette vision est la seule qui permette, de manière cohérente et équitable, de trouver un équilibre entre les préoccupations économiques, sociales et environnementales à la base du développement durable. Dans cette optique, l'AQER entend, dans la mesure de ses moyens, participer à tous les forums où des décisions limitant ou favorisant l'utilisation des sources et technologies des énergies renouvelables pourraient être prises. L'AQER a notamment participé au dossier R-3395-97 sur l'éolien en présentant le document intitulé *Le développement de l'énergie éolienne au Québec*.

### Centre pour la finance et la technologie durables (CFTD)

Le Centre pour la finance et la technologie durable est un organisme à but non lucratif qui a pour but de promouvoir un système financier et des choix technologiques compatibles avec les principes du développement durable tels que mis de l'avant par le rapport Brundtland, publié par le *World Commission on Environment and Development* en 1987. Fondé à Montréal en 1998, l'organisme entend mener à bien divers projets (études, activités, colloques) touchant la finance et la technologie. Pour réaliser sa mission, le CFTD peut compter sur un groupe de recherche multidisciplinaire formé de professionnels des sciences sociales et environnementales et de spécialistes en comptabilité. Le CFTD tient aussi à promouvoir des valeurs comme l'équité intra et intergénérationnelle, la justice sociale et le respect de l'environnement, valeurs qui sont au cœur de son projet.

## Partie I : Argumentaire

### 0. Introduction

Dans sa politique énergétique, le ministère des Ressources naturelles (MRN 1996b: 53) proposait d'accorder une « ouverture plus grande » au secteur privé dans la production d'électricité au Québec. Le ministère suggérait même de réserver les sites de 50 MW et moins au secteur privé. Conformément à ces principes le ministre d'État aux Ressources naturelles, dans une lettre datée du 11 juin 1998, demandait à la Régie de l'énergie de déterminer la quote-part de petite hydraulique, dans le cadre de l'article 42 de la *Loi de la Régie de l'énergie* (L.Q. 50).

En théorie, le principe guidant cette politique consiste à soutenir une industrie — particulièrement celle des équipements, étant donné le caractère peu exportable de l'ingénierie civile — pour ouvrir de nouveaux marchés à l'exportation. La question est donc de savoir dans quelle mesure sommes-nous prêts à payer socialement pour soutenir cette industrie dans son développement. Le présent mémoire tentera de répondre aux questions soulevées par la Régie dans cette perspective de développement d'une industrie de la petite hydraulique et des énergies renouvelables en général.

L'hydroélectricité constitue une source potentielle d'énergie renouvelable. Toutefois, la mise en valeur de la ressource hydraulique doit respecter un certain cadre afin d'en minimiser les impacts environnementaux et de ne pas augmenter inutilement, c'est-à-dire sans faire de percée dans de nouvelles technologies ou dans de nouveaux marchés, les coûts de production de l'électricité au Québec.

## 1. Préalables

### 1.1. Contexte énergétique

Dans un avis antérieur portant sur l'énergie éolienne (A-98-02), la Régie indiquait qu'elle ne dispose pas d'un bilan offre-demande précis de la situation énergétique du Québec. Nous citons ici un passage pertinent sur ce point.

« Selon certains intervenants, le rythme d'implantation au Québec d'équipements éoliens devrait être ajusté pour tenir compte des besoins de nouvelle production, de la situation de surplus existants et de la disponibilité de projets hydroélectriques à moindre coût.

Pour la Régie, les besoins québécois en production ne sont pas un facteur important dans le présent dossier et ce, pour les raisons suivantes :

- a) en quantité de puissance ou d'énergie, la nouvelle production éolienne ne risque pas d'être significative à moyen terme (avant l'an 2010), face à la taille du parc de production au Québec;
- b) la Régie n'a pas encore approuvé un plan de ressources d'Hydro-Québec et ne possède pas une estimation validée du bilan offre-demande pour les prochaines années. Il est nécessaire de mettre à jour l'équilibre offre-demande en énergie pour tenir compte de la faible hydraulité des dernières années et les perspectives en exportations dans un contexte évolutif. On pourrait difficilement conclure à un surplus d'énergie si la centrale Tracy fonctionnait durant une période prolongée.

En conséquence, la Régie ne peut tenir compte de la possibilité de surplus ou de projets concurrentiels et ce, tant qu'elle n'aura pas un portrait complet de l'équilibre offre-demande.

Il faut par contre souligner que la mise en place de capacité éolienne est adaptable à des hausses graduelles de demande grâce à sa flexibilité, à ses caractéristiques modulaires ainsi qu'à sa rapidité d'implantation. » (A-98-02, p. 11)

Cet extrait de l'avis de la Régie dans la cause R-3395-97 soulève plusieurs éléments pertinents au présent dossier :

1. En terme de puissance et d'énergie produite, la quote-part discutée dans le présent dossier est probablement elle aussi somme toute assez négligeable. L'AQER/CFTD soutient une quote-part de 180 MW installés sur une période de 10 ans, ce qui représente 0,55 % des quelque 33 000 MW du parc hydroélectrique actuel;

2. le plan stratégique d'Hydro-Québec n'a toujours pas été approuvé par la Régie. Cependant, il prévoit l'achat de 30 MW par année de toutes les énergies « nouvelles » confondues (y compris l'hydraulique inférieure à 10 MW) et de la production de centrales hydroélectriques privées de 10 à 50 MW;
3. même si la Régie ne dispose pas d'un bilan offre-demande exhaustif, la faible hydraulicité enregistrée depuis quelques années et les perspectives d'exportation ouvrent la voie à d'autres scénarios d'évaluation de la petite production hydraulique d'électricité;
4. la petite hydraulique n'offre pas la flexibilité de construction et les caractéristiques modulaires de l'énergie éolienne. De plus, comme nous le démontrons plus loin, soulignons que contrairement à l'éolien, la petite hydraulique ne fait pas appel à de nouvelles technologies;

Bref, la situation énergétique actuelle ne constitue pas en définitive un facteur important dans le présent dossier. Dans une perspective de développement d'une industrie et surtout d'exportation, le potentiel technologique et les niches de marchés visées sont beaucoup plus pertinents.

### ***1.2. Définition de la petite production hydraulique d'électricité***

Dans le cadre de la démarche entreprise par la Régie de l'énergie, les intervenants doivent contribuer à la définition d'une quote-part de petite production hydraulique d'électricité. Dans ce contexte, il est apparu important à l'AQER/CFTD de préciser les limites de la petite production hydraulique d'électricité, à tout le moins ce dont elle entend discuter. En effet, en octobre 1998, lors de l'allocation de M. Guy Chevrette ministre d'État des Ressources naturelles et ministre délégué aux Affaires autochtones prononcée dans le cadre de la réunion annuelle de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER), le ministre affirmait:

« Pour ce qui est des petites centrales hydroélectriques, nous sommes sur le point de relancer le programme, mais nous voulons faire mieux et autrement. C'est-à-dire que la Régie de l'énergie a un rôle déterminant à jouer et qu'il faut tenir compte des préoccupations importantes inscrites dans la politique énergétique à l'égard des régions et des nations autochtones.

J'ai effectivement demandé un avis à la Régie quant au développement de l'énergie hydroélectrique des centrales de moins de 50 MW. Tout comme pour l'énergie éolienne, je lui demande de nous indiquer quelles devraient être les modalités pour intégrer cette filière comme source d'approvisionnement en énergie électrique au Québec: combien de mégawatts doit-on réserver à la production de petites centrales hydroélectriques, pendant combien de temps et à quel prix. »

Ce discours sous-entend clairement que le ministre et son ministère classifient maintenant l'ensemble des centrales hydroélectriques de moins de 50 MW dans la catégorie des « petites centrales hydroélectriques ». En a-t-il toujours été ainsi au Québec? Il semble que non. En fait,



les « petites » centrales hydroélectriques étaient celles de moins de 10 MW au début des années 1980, pour atteindre 25 MW entre le milieu et la fin des années 1980 et finalement aujourd'hui, les centrales jusqu'à 50 MW devraient être considérées comme des petites centrales hydroélectriques. Que nous indiquent cette dérive ou cette inflation dans les MW définissant la petite hydraulique? Peut-être qu'à la fin des années 2000, les petites centrales hydroélectriques seront celles de moins de 100 MW! En fait, il semble que depuis deux décennies, la définition des petites centrales soit modelée au Québec en fonction d'objectifs qui ont peu à voir avec ce que sont réellement les petites centrales hydraulique.

À court terme, étant donné que le prix devient l'un des trois critères essentiels de sélection des projets (voir allocution de M. Guy Chevrette ministre d'État des Ressources naturelles et ministre délégué aux Affaires autochtones lors de la réunion annuelle de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER)), le but est clairement de privilégier les gros projets (> 10 MW) au détriment des petits (< 10 MW). En effet, il est de notoriété publique que les économies d'échelle associées à l'augmentation de la taille des projets permettent, généralement, d'atteindre des coûts de production plus faibles, si l'on exclut les externalités environnementales. C'est d'ailleurs la raison principale qui a motivé, durant les quatre dernières décennies, le choix de la grande hydraulique comme principale option en matière de technologies de production d'électricité au Québec.

Ainsi, en augmentant la valeur de la puissance délimitant la petite hydraulique et en tenant compte du prix comme critère déterminant<sup>1</sup>, le processus enclenché devant la Régie de l'énergie devrait tout naturellement nous conduire, pour limiter les coûts que devront supporter les consommateurs, à privilégier seulement les installations de plus forte puissance, c'est-à-dire, celles dont la puissance est supérieure à 10 MW, puisque maintenant la limite supérieure est passée à 50 MW. L'on atteindra ainsi un autre objectif qu'il n'est pas politiquement correct de discuter, c'est-à-dire la consolidation<sup>2</sup> de l'industrie de la « petite hydraulique » autour de quelques joueurs, ceux qui sont capables de monter des projets de plus de 20 millions \$.

L'AQER/CFTD ne souhaite pas s'associer à cette orientation de développement qui privilégie une fois de plus les moyennes et grandes installations, au détriment des petites. Lors de l'APR-91, seulement 3 centrales sur 55 dépassaient les 10 MW, respectant ainsi pour l'essentiel la définition la plus commune à l'international des centrales de petite hydraulique. Pourquoi serait-il nécessaire aujourd'hui de considérer les centrales de plus de 10 MW comme faisant partie de la petite hydraulique?

Dans un document récent de l'agence EUREC (European Renewable Energy Centres Agency), on pouvait lire :

« There is no general international consensus on the definition of Small Hydro Power; the upper limit varies between 2.5 and 25 MW in different countries, **but a value of 10 MW is becoming generally accepted and has been**

<sup>1</sup> Dans le cadre d'un appel d'offres pour des centrales de moins de 50 MW, il y a fort à parier que les centrales qui seront sélectionnées principalement sur la base du prix seront celles dont la puissance est supérieure à 10 MW.

<sup>2</sup> C'est-à-dire l'élimination des « petits joueurs » qui ont participé à la mise en application de l'APR-91.

**accepted by ESHA (The European Small Hydro Association).** This paper will therefore use the definition for SHP as any hydro systems under 10 MW. SHP can be further subdivided into mini hydro, usually defined as < 500 kW and micro hydro < 100 kW.»

Il est utile de rappeler ici que la ESHA regroupe les manufacturiers européens d'équipements, qui dominant le marché mondial de la petite hydraulique, ayant obtenu plus de 85 % des contrats dans la gamme 0-10 MW en 1991-1992. La ESHA regroupe donc la plupart des manufacturiers mondiaux d'équipements de petites centrales hydroélectriques. Cette définition limitant à 10 MW les installations de petite hydraulique se trouve aussi sur le point d'être adoptée dans la directive européenne sur les énergies renouvelables (Financial Times 1999). On peut en effet y lire que les énergies renouvelables incluent « **wind, solar, geothermal, hydroelectric installations with a capacity below 10 MW, and biomass in its various forms, including waste** ». Finalement, dans le tableau 1.1, on peut noter qu'une majorité d'institutions internationales et de pays privilégient aussi une classification avec une limite à 10 MW.

Outre ces considérations internes et externes au Québec, le choix de privilégier les centrales de moins de 10 MW est aussi supporté par le fait que ces technologies s'exportent beaucoup mieux que les technologies associées à la moyenne et à la grande hydraulique, pour deux raisons. Premièrement, à l'international, les projets de petite hydraulique font généralement l'objet de beaucoup moins de controverses que les projets d'envergure moyenne et grande. Deuxièmement, les difficultés de financement pour les grands projets sont beaucoup plus grandes que pour les petits projets étant donné l'implication de nombreux partenaires financiers et l'ampleur des montants en jeu.

Finalement, il existe aussi une raison stratégique, sur le plan du potentiel d'exportation pour que le Québec favorise les petites centrales de moins de 10 MW. Pour chaque mégawatt de petite hydraulique « exporté », le contenu québécois sera toujours plus grand que dans le cas des centrale de moyenne et grande puissance. Moreira et al. (1993) rapporte que :

« Another feature of hydropower is the large portion of investment cost (excluding financial costs) that go to civil engineering . Typically, 60 percent is allocated for this purpose, although the amount varies depending on the plant's design. Consequently, civil engineering contracts are commonly awarded to local firms, which often gain major share of the project's direct investment. This is favorable from a balance-of-payments perspective, especially in developing and eastern bloc countries. Unfortunately, the amount of money involved can encourage the formation of powerful lobbies to promote hydropower , sometimes inappropriately. »

Tableau 1.1 : Classification de la petite hydraulique par certains pays et organisations

Nom du pays ou de l'organisation	Microcentrales (kW)	Minicentrales (kW)	Petites centrales (kW)	Limite à moins de 10 MW (Oui, Non)
UNIDO (United Nations International Development Organization)	100	101-1000	1001-10 000	O
HRC	100	101-500	501-10 000	O
OLADE	50	51-500	501-5000	O
ESHA (European Small Hydro Association)	100	500	< 10 MW	O
Bolivie	100	101-1000	-	O
Brésil	100	100-1000	1000-30 000	N
Chine	100	101-500	501-25 000	N
Colombie			20 000	N
Équateur	50	51-1000	501-5000	O
États-Unis	500	501-2000	2001-15 000	N
Finlande	200	201-2000	-	O
France	500	501-2000	2001-8000	O
Grèce	100	101-1000	1001-15 000	N
Inde	100	101-2000	-	O
Indonésie		5000	-	O
Japon			10 000	O
Malaisie	25	25-500	501-5000	O
Nepal			10 000	O
Pologne	100	101-1000	1001-15 000	N
Norvège			10 000	O
Nouvelle-Zélande		10 000	10001-50 000	N
Panama	100	101-1000	1001-10 000	O
Pérou	5-50	51-500	501-5000	O
Philippines			15 000	N
République Dominicaine	100	101-1000	1001-5000	O
Roumanie			5-5000	O
Suède		100	101-15 000	N
Thaïlande	200	201-6000	6001- 15 000	N
Turquie	100	101-1000	1001-5000	O
Vietnam	50	51-500	501-5000	O
Zimbabwe	5-500	501-5000	-	O

Source : Moreira et Poole (1993); EUREC (1996); Jiandong et al. (1997)

Le chiffre avancé par Moreira et al. (1993) est confirmé dans le guide de la filière hydroélectrique (Gwet et al. 1995), publié sous la direction de l'Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français, la Société Nationale d'Électricité du Cameroun, Hydro-Québec et les Laboratoires d'Hydro-Mécanique de l'Université de Liège en Belgique. Les auteurs y comparent la répartition des coûts de construction des centrales moyennes et grandes (tableau 1.2) avec ceux caractérisant les petits aménagements hydroélectriques<sup>3</sup>.

Tableau 1.2 : Répartition des coûts de construction – petite, moyenne et grande hydraulique

<b>Coûts de construction</b>	<b>Centrales de moyenne et grande puissance (%)</b>	<b>Petites centrales (%)</b>
Génie civil	60	30
Équipement électromécanique	30	55
Études et administration	10	15

Source : Georges et al. (1995)

Dans le cas des centrales de moyenne et grande puissance réalisées à l'étranger, le Québec peut obtenir au mieux 40 % de la valeur du projet<sup>4</sup>. Tandis que dans le cas des petites centrales hydrauliques, le Québec peut obtenir jusqu'à 70 % de la valeur du projet. Cette différence très significative fait qu'il est beaucoup plus « payant » par MW de puissance installée d'exporter les technologies des petites centrales, que celles des moyennes et grandes centrales.

Pour toutes les raisons invoquées plus haut, l'AQER/CFTD souhaite appuyer principalement le développement des petites centrales de puissance inférieure à 10 MW et retient la typologie de l'UNIDO (tableau 1.1) pour les différentes catégories de centrales.

### ***1.3. Recommandations de la Commission Doyon***

Le 7 juin 1995, le ministre des Ressources naturelles a confié à la Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés – aussi appelée Commission Doyon du nom de son président – le mandat de vérifier des allégations d'irrégularité soulevées dans les médias et de faire toute la lumière sur ce programme, aussi appelé APR-91. Les travaux de cette commission se sont échelonnés sur presque deux ans, les commissaires déposant leur rapport le 31 mars 1997 et ont coûté plusieurs millions de dollars.

Énormément d'information a été dévoilée lors de cette commission d'enquête et l'AQER/CFTD considère qu'elle devrait être mise à profit, afin de tirer des leçons du passé. En effet, dans ses

<sup>3</sup> Définis dans ce document comme les installations dont la puissance est comprise entre 5 kW à 8 MW, chutes de 1,5 à 300 mètres et débits de quelques centaines de litres à quelques dizaines de m<sup>3</sup>/s.

<sup>4</sup> Il est à toute fin pratique impossible d'obtenir l'essentiel de la valeur des travaux de génie civil qui doivent nécessairement faire appel à des entrepreneurs locaux pour être réalisés sur place.

recommandations, la Commission Doyon a suggéré plusieurs principes et de nombreuses mesures concrètes tout à fait pertinentes dans le cadre du présent débat. Le tableau suivant synthétise les recommandations selon différents thèmes.

Tableau 1.3: Liste des recommandations de la Commission Doyon qui devraient être prises en considération

<b>Thèmes</b>	<b>Numéro des recommandations</b>
Municipalités et communautés locales	1, 5, 10, 12, 13, 14, 60, 64
Environnement	3, 59, 73, 74, 76, 80, 81
Modalités d'implantation	6, 7, 8, 9, 21, 25, 36-45, 54-57, 61-63, 68, 71
Coûts socialement acceptables	19, 20, 28, 29, 35
Choix des sites	70, 72
Choix du promoteur	36, 42, 82-83

Source: Commission Doyon (1997: 597-607)

L'AQER/CFTD suggère que la Régie intègre les recommandations pertinentes au présent dossier, c'est-à-dire celles répertoriées dans le tableau 1.3, à son avis final.

#### ***1.4. Classification des rivières***

Les projets de petite hydraulique comportent inévitablement des impacts locaux, que ce soit lors de la construction ou lors de l'exploitation de la centrale. Évidemment, la petite hydraulique entraîne des gains environnementaux et constitue une filière d'énergie renouvelable; toutefois, les sites sur lesquels les installations sont implantés ne le sont pas. En ce sens, il est impérieux de procéder à une classification des rivières afin de baliser les appels d'offres de la présente quote-part; discuter d'une quote-part sans faire le lien avec les sites particuliers touchés demeure un exercice quelque peu théorique.

Dans un document intitulé *La classification des rivières au Québec*, le MRN (1998a) suggère certaines pistes afin d'encadrer ce processus de planification. Conformément à l'orientation prise dans la politique énergétique (MRN 1996), ce document propose que cette activité soit coordonnée par les Conseils régionaux de développement (CRD). Toutefois, comme les CRD sont majoritairement composés d'organismes à caractère économique, certaines catégories d'utilisation risquent d'être négligées, notamment celle de conservation et celle de patrimoine. En ce sens, le MRN (1998a) suggère également de confier la classification à des comités régionaux de classification, constitués des représentants des intervenants clés, c'est-à-dire ceux:

- Des ministères concernés (MRN, MEF, MCC, etc.);
- des promoteurs de la mise en valeur des ressources hydrauliques et forestières;
- des responsables de l'aménagement du territoire et de la concertation interterritoriale : MRC, CRD, société d'initiative économique;
- des promoteurs et des utilisateurs des rivières à des fins récréotouristiques: canoteurs, villégiateurs, pêcheurs, membres d'associations ou de compagnies touristiques;
- des organisations spécifiquement vouées à la protection de l'environnement, dont les Conseils régionaux de l'environnement;
- des protecteurs, utilisateurs et exploitants des ressources fauniques;
- des communautés autochtones.

Sur le plan typologique, le MRN (1998a) propose de classer les rivières selon trois catégories :

- Utilisation à des fins prioritaires de conservation du patrimoine;
- utilisation à des fins prioritaires d'aménagement hydroélectrique;
- utilisation à des fins multiples.

Cette typologie devra être enrichie par des analyses plus fines, rivière par rivière et même tronçon par tronçon. En effet, chaque site étant différent, des inventaires précis devront être réalisés.

De plus, comme les diverses utilisations des rivières peuvent être conflictuelles, il peut être intéressant d'avoir recours à une approche multicritère (voir annexe 1) afin de déterminer l'ordre de priorité des aménagements hydroélectriques. L'approche multicritère permet de pondérer les différents impacts (biophysiques, sur le milieu naturel, sur le paysage, économique, social) afin de les comparer selon des grilles quantitatives ou qualitatives.

À cet égard, la Norvège — pays pourtant fort développé sur le plan hydroélectrique — constitue un exemple intéressant. Le parlement norvégien a adopté le *Master Plan for Water Resources* en 1986, qui a été révisé en 1993. Les divers projets hydroélectriques (542 au total) sont classifiés, par ordre de priorité de construction, en fonction de deux types de critères : un indice économique (six catégories) et un indice d'impact social et environnemental (huit classes). Des ajustements ont été apportés à cette évaluation à la suite de consultations afin de prendre en considération les particularités régionales. Au niveau des impacts sociaux et environnementaux, on a inventorié 14 sources de conflits :

- |                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| • protection de la nature;          | • protection des activités récréatives;               |
| • protection de la chasse;          | • protection de la pêche;                             |
| • alimentation en eau potable;      | • protection contre la pollution;                     |
| • protection des sites historiques; | • agriculture et foresterie;                          |
| • élevage de daims;                 | • inondations et érosion;                             |
| • transport;                        | • contrôle de la glace et de la température de l'eau; |
| • changements climatiques;          | • optimisation des retombées économiques régionales.  |

L'impact de chaque projet hydroélectrique a été évalué selon les 14 sources de conflits, sur une échelle de - 4 à +4. On aboutit à des groupes prioritaires de projets à construire, la priorité étant donnée aux projets qui sont les plus économiques et les moins controversés. Les trois groupes de projets sont les suivants :

1. Projets qui sont les plus favorables à la fois sur le plan économique et sur le plan environnemental. Ils seraient prêts à être autorisés immédiatement;
2. projets qui pourraient être développés ultérieurement. Ils seraient inscrits sur une liste d'attente;
3. projets qui n'auront pas de suites, compte tenu d'impacts majeurs.

Enfin, dans le *Master Plan* de 1993, la troisième catégorie a disparu. La plupart des projets de cette catégorie étant situés sur les rivières qui font partie du *National Plan for Protection of Water Courses*, les autres ont été reportés dans la deuxième catégorie.

Compte tenu de ce qui a été dit, l'AQER/CFTD recommande à la Régie de l'énergie d'exiger, comme condition préalable à la mise en place des modalités de mise en oeuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan des ressources d'Hydro-Québec, la mise en application immédiate de la recommandation suivante :

Toutes les rivières, qui sont susceptibles de faire l'objet d'appels d'offres dans le cadre de la mise en place d'un programme de petite production hydraulique d'électricité, doivent être au préalable classifiées selon le processus de classification des rivières (MRN 1998a) tel que proposé par le ministère des Ressources naturelles en février 1998, ou sa version amendée qui tient compte des commentaires des acteurs clés locaux et régionaux.

Les raisons qui justifient cette recommandation sont les suivantes :

1. Selon les termes mêmes du ministère des Ressources naturelles (MRN 1998a: 1) : « ... la demande de classification des rivières a fait l'unanimité au cours du Débat public sur l'énergie qui s'est déroulé en 1995. Elle fait partie des recommandations du rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie qui a été déposé à l'attention de M. Guy Chevrette, au printemps 1996. Aussi, dans la politique énergétique rendue publique à l'automne 1996, le gouvernement a-t-il pris l'engagement de procéder à la classification des rivières du Québec, et ce, en fonction de leur utilisation possible ». Après trois ans d'attente, n'est-il pas temps de demander à ce que la procédure de classification soit appliquée au cas des rivières sur lesquelles des développements hydroélectriques sont envisagés?;
2. en dehors de l'arbitraire, comment déterminer une quote-part réaliste pour la filière de la petite production hydraulique d'électricité lorsque l'on ne sait pas qu'elles sont réellement les rivières et les sites qui pourront faire l'objet de développements?
3. la classification des rivières est une étape indispensable afin d'assurer toute la transparence nécessaire vis-à-vis du développement des ressources hydrauliques.

## 2. Potentiel technologique de la petite hydraulique

### 2.1. Les technologies de l'hydraulique dans la transition du système énergétique mondial

Dans le cadre de son mémoire dans la cause portant sur le développement de l'énergie éolienne au Québec (R-3395-97), l'AQER (1998) a présenté les faits qui permettent d'appréhender et d'expliquer les changements profonds en cours dans l'industrie de l'énergie. La situation décrite et analysée dans la section 4 de ce rapport permet de mettre en perspective la position de l'eau comme source d'énergie, et par conséquent des technologies de la petite production hydraulique d'électricité. Pour éviter de surcharger ce document, l'AQER/CFTD suggère, au lecteur qui le souhaite, de télécharger ce document à l'adresse internet suivante: [http://www.regie-energie.qc.ca/300/312/audi-6\\_c.htm](http://www.regie-energie.qc.ca/300/312/audi-6_c.htm) et d'y lire la section 4.

En se référant à ce document (particulièrement à la figure 4.5), on peut constater que dans le système énergétique mondial dominant actuel (figure 3.1), l'eau fait déjà partie des sources d'énergies dominantes. On peut donc en déduire que, de manière générale, les technologies hydrauliques de production d'électricité ne constituent pas un des moteurs de l'évolution du système énergétique dominant actuel qui est essentiellement basé sur les combustibles fossiles, l'eau, l'uranium et la biomasse. En réalité, l'hydraulique est aussi menacée par les trois facteurs de changements majeurs qui sont identifiés sur la figure 3.1, c'est-à-dire l'apparition de nouvelles options technologiques, des changements dans les attentes des consommateurs et de l'ensemble des tendances lourdes identifiées comme les phénomènes de globalisation, de déréglementation, de réglementation (notamment environnementale) et de démocratisation des choix dans le secteur de l'énergie (AQER 1998).

Dans le contexte des sociétés industrialisées<sup>5</sup>, l'hydraulique n'est plus une source majeure d'innovation technique et sociale. Essentiellement parce que la majeure partie des développements technologiques déterminants dans l'hydraulique pour la production d'électricité a eu lieu entre 1880 et 1930 (EUREC 1996). Mais aussi parce qu'aujourd'hui, l'exploitation des forces hydraulique n'est plus le moteur de changements sociaux importants qu'elle a déjà été pour le Québec, et pour d'autres sociétés industrialisées, entre 1880 et 1980.

D'un point de vue stratégique, la maîtrise des technologies de l'hydraulique ne détermine pas la position actuelle ou future d'une entreprise ou d'un pays dans l'industrie de l'énergie. Stratégiquement, les technologies déterminantes sont celles qui sont susceptibles de changer les règles des marchés de l'énergie en faveur de ceux qui les maîtrisent et les diffusent. Il s'agit d'innovations de nature architecturale ou révolutionnaire (AQER 1998), par exemple les piles à combustible (innovation architecturale) et les éoliennes (innovation révolutionnaire). Contrairement à ces technologies, les technologies de l'hydraulique ne font plus partie de ces innovations qui ont le potentiel de créer de nouveaux marchés, mais aussi de se substituer à de nombreuses technologies matures particulièrement dans les pays industrialisés. Par contre, le

---

<sup>5</sup> D'autant plus que de très sévères restrictions sont souvent placées sur le développement de l'hydraulique à cause de certaines de ses caractéristiques intrinsèques (inondation, destruction d'écosystèmes, modification des débits, impacts sur les poissons, etc.).



potentiel réel d'innovation des technologies de l'hydraulique, au niveau technique et social, est encore sous exploité dans les pays en voie de développement. En conséquence, ces marchés devraient constituer une avenue privilégiée pour la diffusion des technologies de la petite hydraulique. L'intention et la capacité de développer ces marchés devraient donc constituer un des critères de choix des promoteurs pour les projets réalisés au Québec (voir section 4.1.b).

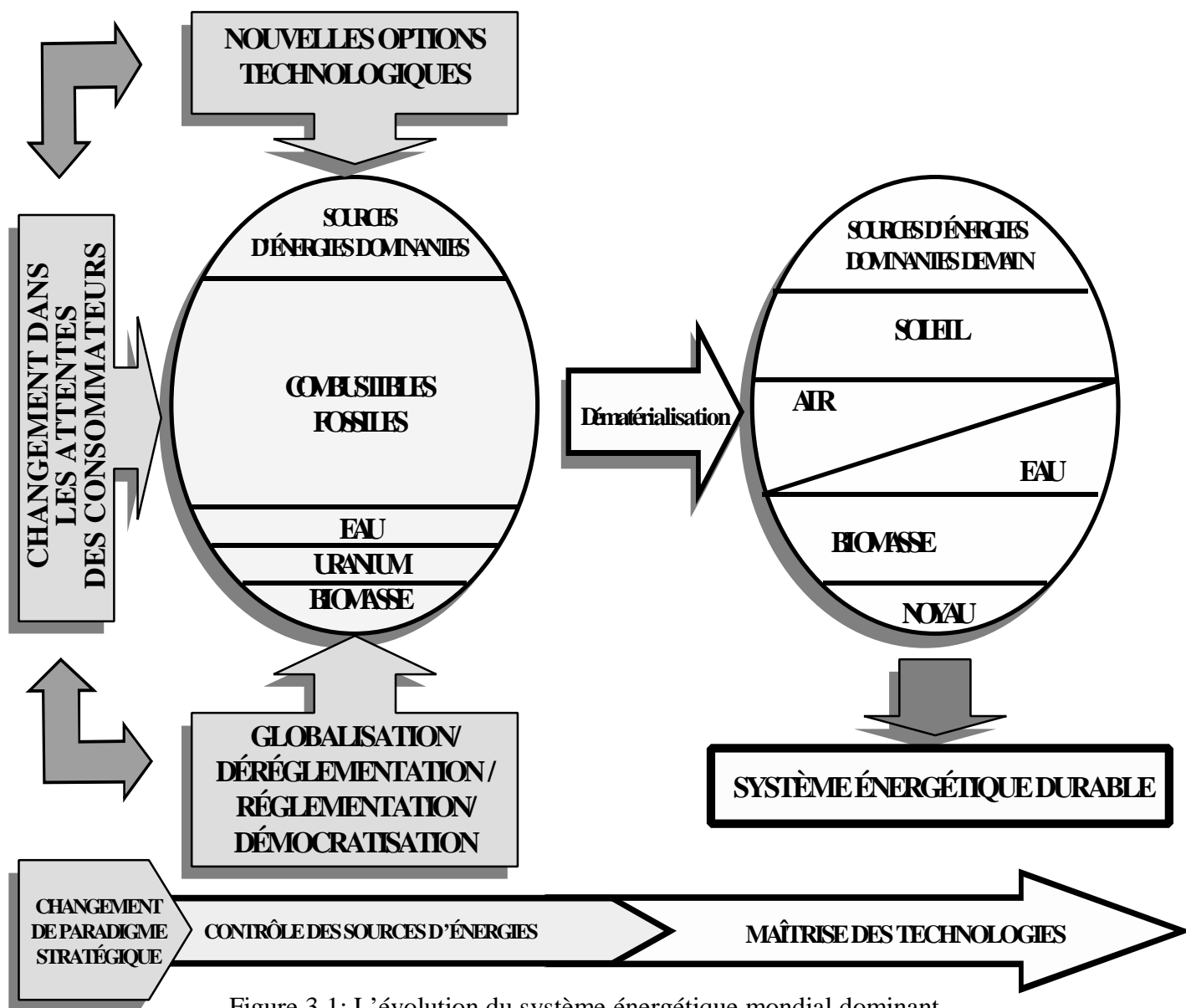


Figure 3.1: L'évolution du système énergétique mondial dominant

## 2.2. Potentiel technologique

La plupart des technologies utilisées en petite production hydraulique d'électricité sont des technologies relativement matures. En fait, parmi toutes les technologies des énergies renouvelables, les technologies de la petite production hydraulique d'électricité sont les plus anciennes puisqu'elles sont utilisées sous une forme très proche de celle d'aujourd'hui depuis les années 1880 (EUREC 1996). De plus, entre 1880 et 1930, l'essentiel des technologies de base de la petite hydraulique ont été développées. Ceci explique pourquoi, selon un document récent de l'Agence internationale de l'énergie (1997a), la possibilité de percées technologiques dans le domaine de la petite hydraulique est faible. Ce qui est cohérent avec les estimés économiques inclus dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1: Potentiel économique à court et moyen terme des technologies de la petite production hydraulique d'électricité

Technologie	Estimé actuel des coûts			Estimé des coûts de la prochaine génération d'équipement		
	Coûts en capital (US \$/kW)	Coûts d'opération (¢/kWh)	Coûts totaux (¢/kWh)	Coûts en capital (US \$/kW)	Coûts d'opération (¢/kWh)	Coûts totaux (¢/kWh)
Petite hydro	1000	1.0-1.5	5-10	1000-4000	1.0	5-10

Source: Agence internationale de l'énergie (1997a).

Remarques : Les estimés présentés dans ce tableau donnent la plage de variation des coûts avec les technologies les plus courantes aujourd'hui et celles qui seront disponibles dans le futur. Les coûts sont exprimés en dollars US pour la puissance installée, tandis que les coûts d'opération et totaux sont exprimés en ¢ US par kWh d'énergie électrique produite. Les coûts ont été évalués pour des installations rattachées au réseau, sur la base d'une durée de vie de 30 ans selon un taux d'intérêt réel de 7 % par année.

Comme on peut l'observer dans le tableau 2.1, il n'y aura pas de baisses importantes des coûts de production qui découleraient d'une évolution technologique importante de la filière de la petite production hydraulique d'électricité. Ce qui est confirmé dans un autre document récent de l'Agence internationale de l'énergie (1997b), où l'on caractérise les technologies de l'hydraulique comme suit: « Hydropower technologies are relatively mature – cost reductions and efficiency improvements tend to be measured in terms of percent per decade. »

Néanmoins, compte tenu de la répartition des coûts de construction de la petite hydraulique vs moyenne et grande hydraulique (voir section 1.2), il est probable que le potentiel d'évolution technologique des technologies de la petite production hydraulique d'électricité soit plus élevé que celui associé aux moyennes et grandes installations. En effet, des développements technologiques plus substantiels sont à attendre du côté des équipements électromécaniques et des méthodologies de travail en études et administration de projet que du côté du génie civil. Ceci est confirmé par le fait que, dans le cadre de l'établissement de la carte routière technologique de la petite hydraulique (EUREC 1996), très peu d'avenues ont été identifiées pour baisser leurs coûts sur la base d'améliorations ayant trait au génie civil.

En réalité, dans la carte routière technologique (EUREC 1996) délimitée par quatre domaines de recherche pouvant faciliter la diffusion de la petite production hydraulique d'électricité au niveau mondial, une seule activité de recherche, parmi dix-huit, portait sur l'amélioration d'une technique de génie civil. Le reste concerne principalement les activités reliées aux équipements électromécaniques et aux méthodologies de travail en études et administration de projets.

Selon EUREC (1996), l'avancée technique la plus importante pour les technologies de la petite hydraulique porterait sur l'amélioration des conditions d'exploitation des sites de faible chute. Cette avancée permettrait de rendre économiquement viable de très nombreux sites encore inexploités dans la plupart des pays. Hormis cet élément déterminant, plusieurs autres avenues techniques d'amélioration ont été répertoriées par EUREC (1996) comme potentiellement porteuse de réductions des coûts par kWh produit, d'acceptabilité environnementale accrue des projets ou d'atteinte d'un seuil économique pour des sites qui auparavant ne l'étaient pas. Il s'agit notamment des éléments suivants:

1. La standardisation des techniques et équipements pour éviter d'avoir à adapter les équipements aux sites;
2. les techniques d'utilisation efficace des infrastructures de génie civil déjà existantes;
3. l'utilisation des turbines à vitesse variable sur les sites de faible chute;
4. l'utilisation des génératrices à induction;
5. l'utilisation des techniques de contrôle électronique et de télécommande à distance;
6. l'utilisation de groupes générateurs submersibles;
7. l'utilisation de nouveaux matériaux;
8. l'optimisation par ordinateur des petits systèmes;
9. les techniques mettant en œuvre des barrages gonflables pour accroître la hauteur de chutes;
10. les techniques permettant une amélioration artificielle des hauteurs de chute;
11. les turbines innovatrices;
12. les techniques qui permettent de diminuer l'utilisation des batardeaux;
13. la simplification et l'amélioration des systèmes de dégrillage;
14. l'innovation dans les techniques pour diminuer les impacts sur les populations de poissons;
15. l'innovation dans les techniques de réfection des sites abandonnées.

Prenant acte du choix du gouvernement québécois de continuer d'investir dans les technologies de l'hydraulique, ainsi que des limites économiques et techniques identifiées, l'AQER/CFTD suggère que l'un des critères de choix des promoteurs de projets de petite production hydraulique d'électricité soit le contenu technique innovateur du projet (voir section 4.1.b). Ainsi, la société québécoise pourrait tirer un profit maximal de chaque projet, puisqu'en plus des retombées économiques habituelles, il générerait des avantages concurrentiels déterminants pour les entreprises œuvrant sur les marchés internationaux.

Cette valorisation de l'innovation dans chaque projet devrait aussi être couplée à une stratégie de niche au Québec pour maximiser les bénéfices d'une quote-part de petite production hydraulique d'électricité. La taille de la quote-part, l'identification des niches de marché, ainsi que les raisons pour les privilégier sont discutées dans la section 3.

### 3. Marchés à privilégier

En l'absence de certitudes concernant l'utilité d'une quote-part dans le contexte énergétique québécois tel que défini dans l'avis A-98-02 de la Régie de l'énergie (cf. section 1.1.), deux points de référence peuvent néanmoins être utilisés pour déterminer, la quote-part réservée à l'industrie québécoise de la petite production hydraulique d'électricité.

Le premier est le fait que 260,5 MW de puissance (petite hydraulique de puissance < 10 MW) ont été installés à la suite de l'APR-91, et ce, sur une période allant de 1991 à 1999 (les travaux sont encore en cours pour certains projets). Étant donné que l'objectif premier du présent exercice et de relancer et soutenir les fournisseurs de biens et de services de l'industrie, il est à première vue tentant de demander la même quote-part répartie sur une même période de temps de huit ans. Cette perception demande cependant une deuxième réflexion stratégique plus approfondie, car il s'agit après tout de maximiser les retombées de cette quote-part pour la société québécoise.

Le deuxième point de référence consiste à comparer ce que l'ensemble des pays leaders mondiaux en petite hydraulique prévoient assurer comme marché pour soutenir leur propre industrie de la petite production hydraulique d'électricité. Comme nous l'avons mentionné dans la section 1.2, l'Europe possède l'industrie en tête sur les marchés mondiaux de la petite hydraulique. Pour conserver cette position, la nouvelle directive Européenne en cours de discussion au Parlement européen (International Journal of Water Power and Dam 1998b) prévoit que la capacité installée en Europe passe de 9500 MW à 14000 MW à l'horizon 2010. Les entreprises européennes pourraient donc bénéficier d'un marché local de l'ordre de 4500 MW réparti sur environ 10 ans (2000-2010), soit environ 450 MW par année.

Cette quote-part annuelle peut paraître impressionnante, mais elle ne peut être interprétée sans une mise en perspective. Sur la base de la capacité installée par habitant, on peut mieux représenter l'effort réel consenti par la population européenne pour soutenir son industrie de la petite hydraulique. Or en 1996, la population européenne était de 373 millions d'habitants, donc pour chaque million d'habitants, la Commission européenne prévoit l'installation de 1,206 MW par année. Au Québec (Bureau de la statistique du Québec 1999), la population était de 7,3 millions d'habitants en 1998. La capacité totale installée, pour que la quote-part par québécois soit équivalente à celle supportée par un européen, serait donc de 8,007 MW par année; soit environ 80 MW de petite hydraulique sur une période de dix ans<sup>6</sup>.

Plusieurs raisons viennent cependant supporter l'octroi d'une quote-part plus élevée :

1. L'industrie québécoise de la petite production hydraulique d'électricité devra affronter, sur les marchés internationaux, des compétiteurs européens qui sont déjà beaucoup mieux implantés sur ces marchés. Sur la base d'un marché national proportionnellement plus fort, les manufacturiers québécois devraient être en mesure de combler leur retard vis-à-vis des européens;

---

<sup>6</sup> Période identique à celle octroyée à l'industrie européenne de la petite hydraulique.

2. l'industrie québécoise de la petite production hydraulique d'électricité jouit d'un support politique indéfectible et de forte intensité (Chevrette 1998);
3. la quote-part déjà accordée en 1991 était élevée pour permettre le décollage de l'industrie. Une coupure aussi sévère (de 260 MW à 80 MW) peut poser des difficultés d'adaptation à certains membres de l'industrie;
4. le marché mondial de la petite production hydraulique d'électricité est un marché d'environ 1000 à 2000 MW installés par année pour les vingt prochaines années (section 3.2.ef.);
5. le décollage de l'industrie est maintenant complété.

Pour tenir compte de ces éléments, l'AQER/CFTD propose que la quote-part soit de 180 MW à développer sur une période de dix ans. Cette quote-part représenterait environ 70 % de la quote-part initialement octroyée à l'industrie, mais en terme de MW annuel par habitant, 2,25 fois plus que la quote-part annuelle par habitant réservée en Europe à la petite production hydraulique d'électricité pour les dix prochaines années. Cette quote-part devrait permettre d'atteindre les objectifs suivants :

1. envoyer trois messages clairs à l'industrie. Premièrement, innovez pour baisser les coûts. Deuxièmement, augmentez vos efforts de développement sur les marchés internationaux. Troisièmement, diversifiez vos activités aux autres sources et technologies des énergies renouvelables;
2. engendrer un niveau de concurrence accrue dans l'industrie pour que, lors de l'octroi des contrats par appel d'offres, le prix d'achat soit effectivement le plus bas;
3. représenter un niveau acceptable du marché mondial des technologies de la petite production hydraulique d'électricité de manière à ce que l'expertise québécoise soit reconnue au niveau international. La quote-part proposée représentera de 1 à 2 % du marché mondial annuel, alors que sur une base proportionnelle à la population elle devrait représenter environ 0,1 % de ce marché.

En dehors de la taille de la quote-part et de la durée du programme prévu, l'AQER/CFTD suggère que le programme mis en place aille au-delà du seul objectif du marché local garanti pour relancer et soutenir les fournisseurs de biens et services de l'industrie. La société québécoise est en droit d'atteindre d'autres objectifs à travers la mise en place de la quote-part. Il s'agit notamment des objectifs suivants :

1. La réduction des émissions de gaz à effet de serre émis par les centrales de production dans les réseaux isolées ou les sites ponctuels (voir rapport du témoin-expert en annexe 2);
2. la réduction des coûts supportés par la société québécoise pour l'opération des centrales de production dans les réseaux isolées;

3. la réduction des coûts d'opération des entrepreneurs opérant des génératrices diesels dans le cadre de pourvoires ou autres sites ponctuels (mines, exploitations forestières, etc.). L'atteinte de cet objectif, sur la base du remplacement de ces génératrices par des microcentrales ou des minicentrales, devrait faciliter le maintien ou la création de ces installations en région, et par voie de conséquence, faciliter le maintien ou la création d'emplois en région;
4. la maîtrise de l'expertise en matière d'électrification rurale effectuée sur la base de technologies de petite puissance. Le marché de l'électrification rurale au niveau international comprend deux milliards de personnes n'ayant pas encore accès à l'électricité. Il en est question dans la section 3.3;
5. une diversification de l'industrie pour que l'offre québécoise en technologies de l'hydraulique couvre la gamme complète des équipements pour microcentrales, minicentrales et petites centrales telles que définies dans la section 1.2.

Pour atteindre ces objectifs, l'AQER/CFTD propose que la priorité d'installation de la quote-part de 180 MW sur dix ans soit attribuée :

1. Aux réseaux isolés;
2. aux pourvoires et autres sites ponctuels;
3. aux microcentrales.

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.

### **3.1. Réseaux isolés**

Le premier marché qui s'offre à la petite hydraulique en réseaux isolés est celui du remplacement des centrales thermiques existantes. À l'exclusion des centrales des Îles-de-la-Madeleine et de Murdochville, le marché de remplacement des centrales à combustion interne utilisant du carburant diesel est significatif, comme l'indique le tableau 2.2.

Tableau 2.2: Potentiel de remplacement du diesel dans les réseaux isolés

Centrales	Puissance (kW)
Blanc-Sablon	11 200
La Tabaratière	6 800
Kuujjuaq	3 935
La Romaine	3 800
Saint-Augustin	3 600
Kuujjuarapik	3 405
Obedjiwan	2 900
Povungnituk	2 870
Port-Meunier	2 790
Inukjuak	2 735
Weymontachie	2 615
Salluit	2 000
Kangiqsualujjuaq	2 000
Kangiqsujuaq	1 520
Île d'Entrée	1 190
Kangirsuk	1 050
Umiujaq	1 050
Ivujivik	1 050
Quaqtaq	975
Akulivik	850
Aupaluk	550
Clova	530
Tasiujaq	525
<b>Total</b>	<b>59 940</b>

Source: MRN 1998

Tous ces sites sont la propriété d'Hydro-Québec et entraînent des coûts importants pour la société d'État et par ricochet pour la société québécoise. Dans son mémoire déposé lors de la cause sur l'énergie éolienne (R-3395-97), le Syndicat des professionnels de l'IREQ (SPSI) révélait que les réseaux isolés coûtaient très chers à opérer.

« En 1992, les coûts d'opération de ces réseaux ont généré un déficit d'opération de plus de 65,7 M\$. Lors de la commission parlementaire du printemps de 1997, M Caillé mentionnait que le coût d'opération de ces sites, pour 1996, a atteint près de 100 M\$<sup>7</sup>. Généralement, l'exploitation de ces sites engendre un coût moyen de 60 ¢/kWh<sup>8</sup>. » (SPSI 1998: 37)

Toujours dans la même cause, la Régie de l'énergie rappelait les faits suivants dans son avis au ministre :

<sup>7</sup>Déclaration de M. André Caillé, Commission de l'économie & du travail, 10 avril 1997, 10 h 30.

<sup>8</sup> *Liaison*, no 35, 2e trimestre 1997, p.29.

« Les réseaux isolés coûtent cher à Hydro-Québec, le plus connu étant celui des Îles-de-la-Madeleine. Pour l'ensemble de ces réseaux Hydro-Québec a mis en preuve un coût de 18 millions de dollars de revenus pour 120 millions de dollars de dépenses, dont 18 millions de dollars au seul poste du combustible et 32 millions de dollars pour les frais d'entretien. »

Remplacer ces centrales par de petites centrales hydrauliques procurerait non seulement un gain économique important, mais s'inscrirait dans une perspective du développement durable en substituant une énergie renouvelable à des combustibles fossiles. Compte tenu des avantages économiques, environnementaux et industriels associés à un remplacement des moteurs diesels dans les réseaux isolés, l'AQER/CFTD suggère que:

La Régie recommande que le ministère des Ressources naturelles, en partenariat avec Hydro-Québec, identifie le plus rapidement possible l'ensemble des sites qui pourraient être équipés de petites centrales hydrauliques pour assurer l'alimentation électrique des réseaux isolés. La totalité des sites ainsi identifiés devraient constituer, dans la mesure du possible, au moins 20 % des 180 MW de la quote-part à installer au cours des dix prochaines années. La quote-part de petite production hydraulique d'électricité installée dans les réseaux isolés sera intégrée au plan de ressources d'Hydro-Québec.

### ***3.2. Pourvoies et autres sites ponctuels***

Selon le rapport du témoin-expert à l'annexe 2 de ce document, environ 2000 génératrices au mazout sont utilisées actuellement au Québec en sites éloignés de nature ponctuelle. Ces installations sont très similaires à celles couramment utilisées dans les régions rurales des pays en voie d'industrialisation. Les génératrices diesel jouent un rôle important dans les communautés généralement éloignées des grands réseaux de distribution d'électricité. Il y aurait pas moins de 10 millions de génératrices diesels installées actuellement au niveau mondial (Maycock 1997).

En dehors de l'intérêt environnemental de remplacer ces génératrices diesels par des microcentrales ou minicentrales hydrauliques (voir rapport en annexe 2), le marché économique de substitution aux génératrices diesels, aussi bien au Québec qu'à l'international justifie l'intérêt de réserver une fraction de la quote-part aux technologies des minicentrales (puissance < 100 kW) et des microcentrales (puissance < 1 MW). En effet, sur la base d'un marché réservé au Québec, les entrepreneurs québécois pourront s'appuyer sur la réussite de leurs installations pour obtenir des contrats gouvernementaux en électrification rurale ou monter leurs propres projets en coopération avec des organismes non gouvernementaux ou des institutions internationales. Dans la plupart des cas, ce ne sont pas des installations de puissance supérieure à 1 MW qui sont utilisées dans le cadre des projets d'électrification rurale, car il s'agit d'implanter des unités qui permettent de subvenir aux besoins de base qui sont de l'ordre de 15 kWh par personne et par mois (Jiandong et al. 1997).



L'intérêt économique de remplacer les génératrices diesels par des microcentrales ou des minicentrales se justifie dans la plupart des cas. Un exemple typique représentatif d'un projet d'électrification rurale en Bolivie montre la valeur économique d'un projet de substitution d'une minicentrale hydroélectrique de 130 kW vis-à-vis d'une génératrice diesel de même puissance (tableau 3.2).

Tableau 3.2: Comparaison des coûts pour deux projets d'électrification réalisés au même endroit en Bolivie, une minicentrale ayant remplacé une génératrice diesel.

Type d'installation	Diesel (US\$)	Minicentrale hydroélectrique (US\$)
Capital investi	35 000	119 000
Valeur du temps investi par les travailleurs de la coopérative (installation, construction, transport, etc.)	2 000	16 240
Coûts installés totaux	37 000	135 240
Paiement du capital sur dix ans	37 000	135 240
Paiement des intérêts sur la machinerie à 9 %	1 655	5 378
Coûts d'opération		
Carburant (124 200 litres)	37 260	-
Huile de lubrification	860	-
Transport du carburant et de l'huile	11 260	-
Salaires pour l'entretien	1 900	2 376
Pièces de rechange	3 000	1 000
Coûts totaux annuels	59 635	22 278
Production annuelle (kWh/année)	294 500	294 500
<b>\$ US par kWh</b>	<b>0,20</b>	<b>0,08</b>

Source: International Water Power and Dam Construction (1998a)

Cet exemple démontre que le coût du kWh produit par une minicentrale est nettement moindre que celui produit à partir d'une génératrice diesel. Il montre aussi que les coûts d'installation d'une minicentrale sont nettement plus élevés que ceux d'une génératrice diesel de même puissance. Confirmant ainsi l'importance de la problématique mise de l'avant par notre témoin-expert, c'est-à-dire l'importance de mettre sur pied un programme de financement spécifique pour le remplacement des équipements utilisant des combustibles fossiles par des minicentrales ou des microcentrales hydrauliques. L'AQER/CFTD suggère donc que:

la Régie recommande que le ministère des Ressources naturelles, en partenariat avec Hydro-Québec et Investissement Québec, mette sur pied un programme de financement, à taux d'intérêt préférentiel, pour faciliter le remplacement des génératrices utilisant des combustibles fossiles en régions éloignées. Ce programme permettrait d'installer des minicentrales (puissance < 100 kW) ou des microcentrales (puissance < 1 MW). Le pourcentage de la quote-part à réserver à ce programme sera déterminé par le ministère des Ressources naturelles en fonction d'un inventaire des possibilités d'installation, néanmoins, l'objectif devrait être de réserver un minimum de 5 %<sup>9</sup> de la quote-part aux fins de ce programme. La quote-part de petite production hydraulique d'électricité installée sur ces sites ponctuels isolés sera intégrée au plan de ressources d'Hydro-Québec.

D'un point de vue financier, les impacts de cette recommandation devraient être faibles puisque les montants prêtés dans le cadre du programme seront intégralement remboursés, avec des intérêts correspondant au coût du capital d'Hydro-Québec ou du gouvernement, par les utilisateurs.

### ***3.3. Petite hydraulique et compteurs inversés : le cas des microcentrales***

Dans les sections précédentes nous avons décrit certaines des applications qui devraient être privilégiées au Québec dans le cadre de l'implantation d'un programme de petite production hydraulique d'électricité. Il en reste une d'importance de par sa capacité à supporter l'émergence et le développement d'une composante importante, et pratiquement inexistante, de l'industrie québécoise de la petite hydraulique. Il s'agit des microcentrales hydroélectriques dont la puissance est inférieure à 100 kW.

Considérant qu'en 1990, 15 % de tous les contrats en équipements pour la petite production hydraulique d'électricité (puissance inférieure à 10 MW) au niveau mondial étaient accordés pour des équipements de microcentrales dont la puissance était moindre que 100 kW (Moreira et Poole 1993), l'AQER/CFTD<sup>10</sup> suggère que :

la Régie de l'énergie recommande qu'Hydro-Québec achète, au coût évité de la production, l'énergie hydraulique produite par des installations locales et rendue disponible grâce à l'utilisation de compteurs-inversés. Les installations locales étant définies comme celles dont la puissance est inférieure à 100 kW.

Cette recommandation que pourrait émettre la Régie de l'énergie est similaire à la recommandation no. 18 de l'avis A-98-02 émise dans le cadre du dossier R-3395-97 sur le développement de l'énergie éolienne. Elle permettrait d'assurer un traitement équitable des petits producteurs d'électricité à partir des ressources éolienne ou hydraulique. De manière plus générale, l'AQER/CFTD est d'avis que tous les consommateurs d'électricité possédant une installation locale produisant de l'électricité à partir d'une source d'énergie renouvelable (soleil, air, eau<sup>11</sup>, magma et biomasse) devraient avoir le droit de vendre, sur le réseau, de l'électricité au coût évité par Hydro-Québec.

<sup>9</sup> Ce pourcentage correspond au remplacement de 1000 génératrices de 10 kW environ, c'est-à-dire environ 10 MW.

<sup>10</sup> Le but étant de supporter un segment de l'industrie de la petite hydraulique capable d'exporter équipements et savoir-faire.

<sup>11</sup> Microcentrales.

De manière plus spécifique, la recommandation mise de l'avant par l'AQER/CFTD permettra de créer certaines des conditions de marché propices à l'émergence d'une industrie de la fabrication des équipements pour microcentrales. De plus, elle comporterait les avantages suivants :

1. Une diversification des capacités de production sur le réseau d'Hydro-Québec avec des installations plus proches des lieux de consommation opérant selon le principe de la production dispersée. Diversification et proximité dont on a pu apprécier l'importance vitale lors de la crise du verglas de janvier 1998. À cette époque, tout le monde se souviendra de l'intérêt accru porté à la technologie, particulièrement polluante, des génératrices à essence, au mazout et au gaz naturel;
2. une diversification de la gamme des équipements pour centrales hydroélectriques manufacturés au Québec et offerts sur les marchés internationaux. Le fait qu'aucune des centrales construites dans le cadre de l'APR-91 n'avait une puissance inférieure à 300 kW suggère qu'il n'y a pas encore de manufacturiers d'équipement de microcentrales qui opèrent de manière rentable au Québec. La raison en étant fort probablement l'absence d'un programme québécois dédié à la promotion et l'avancement de l'industrie des microcentrales hydroélectriques;
2. la création d'une niche de marché apte à favoriser le développement de l'expertise technologique (développement, fabrication, commercialisation) indispensable pour réaliser des projets d'électrification rurale décentralisés à l'international. À ce sujet, on peut mentionner que le 18 Janvier 1999, Shell annonçait un projet **commercial**<sup>12</sup> d'électrification rurale reposant sur l'installation, en trois ans, de 50 000 systèmes photovoltaïques résidentiels en Afrique du Sud au coût unitaire de 500 \$ US par système (Earth Vision 1999a). De tels projets sont aussi réalisés en utilisant des microcentrales hydroélectriques. Par exemple, on peut citer le cas de nombreux projets réalisés au Népal ou au Sri Lanka (Intermediate Technology 1998);
4. de très faibles impacts environnementaux.

Étant donné le caractère général de la recommandation que la Régie de l'énergie pourrait émettre en demandant à Hydro-Québec d'acheter, au coût évité de la production, l'énergie hydraulique produite par des installations locales et rendue disponible grâce à l'utilisation de compteurs-inversés, elle ne se traduira pas nécessairement par des installations sur le terrain. C'est d'ailleurs ce que l'on peut constater en ce qui concerne la recommandation n° 18 de l'avis A-98-02 émise dans le cadre du dossier R-3395-97 sur le développement de l'énergie éolienne. À ce jour, aucune annonce n'a été faite par Hydro-Québec en ce qui concerne la possibilité pour les consommateurs d'installer de petites éoliennes et d'utiliser des compteurs-inversés. C'est pourquoi, l'AQER/CFTD suggère que :

---

<sup>12</sup> Il ne s'agit pas d'un projet à but non lucratif. Les consommateurs devront rembourser leurs équipements à même une facture d'électricité qui couvrira l'ensemble des coûts rattachés à leur installation.

la Régie recommande une quote-part de 2,5 MW installés sur une base annuelle afin de permettre la fabrication d'au moins 25 turbines hydrauliques de 100 kW (ou moins) et que cette quote-part soit mise en service pour 2001 et soit intégrée au plan de ressources d'Hydro-Québec.

Comme nous le verrons dans le cadre de l'analyse sommaire des marchés internationaux (section 3.2.e), les industriels européens dominent le marché mondial de la petite hydraulique (< 10 MW) avec à peu près 85 % des contrats octroyés. Pour être en mesure de s'imposer sur les marchés internationaux face à des entreprises européennes très solidement implantées<sup>13</sup>, les entrepreneurs québécois de microcentrales hydroélectriques doivent nécessairement bénéficier de la quote-part proposée pour une période de temps leur permettant:

1. D'acquérir la totale maîtrise technologique de la filière des microcentrales hydroélectriques;
2. de réaliser un nombre suffisant de projets de référence au Québec pour démontrer aux clients potentiels leur crédibilité sur la base d'une vitrine technologique québécoise. Sans projets installés au Québec, aucun entrepreneur québécois en microcentrales hydroélectriques ne peut démontrer aux acheteurs potentiels qu'il a une capacité réelle de faire des projets viables et fiables;
2. d'acquérir de la crédibilité auprès des institutions financières québécoises (banques, fonds d'investissements, sociétés de capital de risque, etc.). Cette crédibilité, basée sur une relation de confiance qui ne peut s'acquérir que sur la durée, leur permettra de financer plus facilement les projets qu'ils mettront en place à l'international;
4. de s'ancrer sur des niches de marchés à l'international par le biais de coentreprises, d'un maillage avec les gouvernements locaux (national, provincial, régional et municipal), les organisations non gouvernementales et avec les grandes institutions internationales comme la Banque Mondiale (International Water Power & Dam 1998a). En étant réaliste, un solide ancrage à l'international demande un minimum d'une décennie;
4. de réaliser les activités de R-D nécessaires pour innover et créer des avantages concurrentiels à l'international. De la même façon que l'ancrage à l'international, les fruits d'une R-D ciblés ne s'obtiennent pas en l'espace de deux à trois ans. Pour plusieurs technologies<sup>14</sup> ce sont toujours des activités de R-D, supportées par de nombreux projets de démonstration qui s'échelonnent sur un minimum d'une décennie qui permettent d'atteindre simultanément performances techniques, coûts économiques compétitifs et croissance de marchés;
6. d'intégrer leur offre de produits et services à celle d'Hydro-Québec International ou de promoteurs privés spécialistes des marchés internationaux.

<sup>13</sup> La plupart des entreprises européennes existent depuis des décennies et bénéficient d'un des plus vaste marché de petite hydraulique au monde puisqu'en 1995, environ 9500 MW étaient déjà installés en Europe.

<sup>14</sup> Éoliennes, piles à combustibles, systèmes photovoltaïque, technologies de stockage de l'hydrogène, centrales solaires thermiques, technologies du solaire dans le bâtiment, pompes géothermiques, etc.

Compte tenu de ces remarques , l'AQER/CFTD propose que:

la Régie recommande que le programme de microcentrales hydroélectriques québécois soit d'une durée de dix ans, débutant en l'an 2001. La durée du programme de microcentrales hydroélectriques devrait être communiquée très clairement de façon à susciter et à encourager la participation des industriels et des entrepreneurs québécois concernés.

À l'issue de ce programme, 25 MW de microcentrales de petite production hydraulique d'électricité auront été installés, ce qui représentera moins de 0,1 % de la capacité installée en grande hydraulique par Hydro-Québec. Par contre, au fur et à mesure de la mise en place de ces 25 MW, les entrepreneurs québécois auront acquis toutes les habiletés et capacités nécessaires pour avoir du succès dans la réalisation de projets d'électrification rurale décentralisée qui s'adressent aux 2 milliards de personnes qui n'ont pas encore accès à l'électricité; pourtant dans de nombreux cas, ils peuvent rembourser sur une base régulière les coûts d'installation de petits équipements installés au niveau individuel, communautaire ou municipal. Comme le montre le cas déjà cité du projet d'électrification rurale entrepris par Shell.

Plus spécifiquement, le programme proposé par l'AQER/CFTD permettra aux entrepreneurs qui répondront aux appels d'offres relatifs à ce programme d'être prêts pour relever les défis posés par certaines des conclusions de séminaires de consultation tenus sous les auspices de la Banque Mondiale (International Water Power and Dam 1998a), pour évaluer les progrès de son programme d'électrification rurale, c'est-à-dire :

1. « Manufacturers should be able to produce multiple units and create economies of scale, to reduce their risk on entering new markets;
2. people in rural areas are willing to pay for energy, as is evidenced by the demand for diesel and petrol generators;
3. small scale entrepreneurs need good cash flow;
4. legal barriers to independent energy production must be removed before decentralised projects can be successful;
5. banks and investor need encouragement to invest in small scale off-grid energy systems;
6. the user should not be subsidised : instead the development of decentralised energy systems should be supported;
7. an appropriate environment is necessary to promote investment in off-grid energy;
8. entrepreneurs should be supported in developing small energy systems;
9. small systems cannot support a large bureaucracy;
10. rural people need financial and management, as well as technical training;
11. renewable technologies must be sold at the right price for rural people;
12. quality and performance is key, but a case-by-case decision is required on whether a costly, best quality technology is more appropriate than one that is functional and low cost;
13. there is as yet no « best practice » for financing rural technologies;
14. information about potential technologies must be made available in rural areas. »

### *Coûts globaux pour le consommateur du programme proposé*

Les coûts présentés dans cette sous section donnent un ordre de grandeur des impacts potentiels sur la facture d'électricité d'un consommateur d'un programme de 2,5 MW de microcentrales (< 100 kW) sur une période de 10 ans.

Hypothèses :

1. coûts de production hydraulique d'Hydro-Québec de 0,0325<sup>15</sup> ¢/kWh;
2. coûts de production des microcentrales de 0,05 ¢/kWh;
3. facteur d'utilisation des microcentrales de 0,6;
4. chiffre d'affaires annuel d'Hydro-Québec durant la période 2001 à 2010 : 8 milliards \$.

Tableau 3.3: Calcul du surcoût du programme proposé

Années	Puissance installée (MW)	Surcoût annuel à absorber par le Gouvernement du Québec (\$)	Coût potentiel à supporter par le consommateur en pourcentage de sa facture (%)
2001	2,5	\$229 950	0,003
2002	5,0	\$459 900	0,006
2003	7,5	\$689 850	0,009
2004	10,0	\$919 800	0,011
2005	12,5	\$1 149 750	0,014
2006	15,0	\$1 379 700	0,017
2007	17,5	\$1 609 650	0,020
2008	20,0	\$1 839 600	0,023
2009	22,5	\$2 069 550	0,026
2010	25,0	\$2 299 500	0,029

Le coût additionnel de ce programme devrait être pris en charge par le Gouvernement du Québec parce que l'objectif est de soutenir l'industrie de la petite production hydraulique d'électricité.

### *Avantages pour la société québécoise*

Clairement, la mise en place d'un programme de microcentrales correspond à une orientation de développement visant à tirer profit de marchés internationaux en croissance. S'il ne s'agissait que d'assurer, à des producteurs privés, un accès privilégié à un lucratif marché protégé et réglementé, il n'y aurait pas nécessairement intérêt à le faire pour la société québécoise. Hydro-Québec pourrait tout aussi bien réaliser ce type de projet au Québec.

Par contre, la capacité de réaliser des projets de microcentrale hydroélectrique ne s'acquiert pas seulement en fournissant des composantes ou des services. La compétence clés pour un promoteur réside dans la capacité de réaliser un projet clés en main incluant le financement, et la capacité de mise en place d'un système viable de recouvrement des coûts des systèmes. Ces capacités de grande valeur sur les marchés internationaux ne peut s'acquérir que par l'expérience

<sup>15</sup> Voir avis A-98-02.

qui découle de la réalisation de projets. Aujourd'hui, comme Hydro-Québec n'est plus intéressée officiellement que par les grands projets hydroélectriques aussi bien au Québec qu'à l'étranger, c'est toute la société québécoise qui est perdante à cause d'opportunités de marchés perdues.

Par conséquent, l'avantage le plus important pour la société québécoise est un positionnement stratégique sur le marché international de l'électrification. Contrairement à un mythe<sup>16</sup> encore très répandu dans les grandes entreprises d'électricité et les institutions internationales, la fourniture d'électricité aux 2 milliards d'habitants qui en sont dépourvus ne pourra être réalisée par l'installation de systèmes de production centralisés et de leurs réseaux de transport et de distribution tels que ceux existants dans les pays industrialisés. La principale raison étant de nature économique.

En effet, les coûts de transport et de distribution de l'électricité font de l'option fourniture d'électricité grâce à l'extension des réseaux de transport/distribution, celle qui est la plus coûteuse. Un exemple typique (tableau 3.4) de situations d'électrification rurale au Pakistan et au Yemen le démontre (Intermediate Technology 1998).

Tableau 3.4: Coûts de transport et de distribution d'électricité au Pakistan et au Yemen pour des projets d'électrification rurale

<b>Breakdown of costs of grid connections in Pakistan and Yemen</b>				
<b>System elements</b>	<b>Pakistan quantity</b>	<b>Unit cost</b>	<b>Yemen quantity</b>	<b>Unit cost</b>
11 kV line	10 km	US\$3870	7 km	US\$6600
15 kVA transformer	2	US\$925	2	US\$900
Distributor lines	US\$4620 transformer	per -	US\$4000 transformer	per -
Number of consumers	50	-	50	-
Consumption per consumer	25 kWh/month	-	25 kWh/month	-
Total investment cost	US\$53,000	-	US\$66250	-
<b>Connection cost per consumer</b>	<b>US\$1060</b>	-	<b>US\$1325</b>	-
<b>Cost US\$/kWh</b>	<b>0.58</b>	-	<b>0.76</b>	-

Source: Intermediate Technology (1998)

Dans le cas de ces projets, comme au Québec d'ailleurs, les coûts de transport et distribution déterminent l'essentiel du coût de l'électricité livrée au consommateur. Dans la plupart des cas, les microcentrales hydroélectriques situées près des consommateurs peuvent fournir de l'électricité à des coûts du kWh beaucoup plus faibles. Dans le cadre des projets d'électrification

<sup>16</sup> Comme le démontre le renforcement du programme d'électrification rurale sur la base de technologies décentralisées de la Banque Mondiale, cette perception est en train de changer.

rurale à l'international et avec l'ensemble des technologies des énergies renouvelables, on peut fournir l'électricité aux consommateurs non raccordés avec un investissement initial par consommateur allant de 50 \$US à 100 \$US (Winrock International 1998). Ces coûts sont de dix à vingt fois plus faibles que ceux rapportés par consommateur (tableau 3.4), seulement pour le raccordement aux réseaux principaux.



## Partie II : Questions de la régie

### 1. Taille de la quote-part

Le programme proposé est résumé dans le tableau suivant.

	<b>Quote-part (MWi)</b>	<b>Classes de puissance (kW)</b>	<b>Remarques</b>	<b>Section</b>
RÉSEAUX ISOLÉS	35	100-10 000	20 % MINIMUM DE LA QUOTE-PART, SOIT PLUS DE 50 % DU POTENTIEL DE SUBSTITUTION (59 MW).	3.1
Sites ponctuels non reliés	10	< 1 000	REMPLACEMENT D'ENVIRON 1 000 GÉNÉRATRICES DE 10 kW SUR UN POTENTIEL DE 2 000.	3.2
Microcentrales reliées	25	< 100	Tranches annuelle de 2,5 MW.	3.3
Autre petite hydraulique	110	100-10 000	Taille des projets similaire à celle des projets de l'APR-91	3.
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>3.</b>

### 2. Durée du programme

La durée du programme proposé est de 10 ans (voir section 3 de la partie I).

### 3. Prix d'achat

#### 3.1. Prix socialement acceptable

De façon générale, nous suggérons qu'une procédure d'appel d'offres sans prix plafond forme le cadre dans lequel le programme s'inscrirait.

Comme nous suggérons le recours à un processus d'appel d'offres, nous suggérons que le prix socialement acceptable corresponde aux coûts indiqués dans les soumissions des promoteurs. Les promoteurs devront respecter intégralement les termes des soumissions qu'ils auront déposés, car les projets seront sélectionnés selon le plus bas soumissionnaire, en tenant compte des critères de sélection des sites

Nous ne supportons pas le recours à un prix plafond, car il peut nuire à la libre concurrence, principal avantage des appels d'offres. En effet, l'instauration d'un prix plafond peut influencer les soumissionnaires ou encore inciter à une cartellisation des prix. De plus, dans le cadre que

nous suggérons, l'instauration d'un prix plafond ne serait pas vraiment utile, puisque les montants inscrits aux divers postes budgétaires des appels d'offre devront être justifiés.

### **3.2. Composantes du prix socialement acceptable**

#### **3.2.a. Apports fiscaux au gouvernement du Québec**

Les apports fiscaux au Gouvernement du Québec ne doivent pas être intégrés dans le calcul du prix socialement acceptable, et ce, parce que les autres activités économiques génèrent aussi des apports fiscaux, mais on ne déduit pas des prix des produits et services de ces activités les apports fiscaux au gouvernement.

#### **3.2.b. Redevances sur les forces hydrauliques du Québec**

En vertu de la *Loi sur le régime des eaux*, des redevances sur les forces hydrauliques sont payables au gouvernement du Québec. Cette mesure législative est basée sur le principe que l'eau est une ressource collective dont les bénéficiaires doivent en majeure partie revenir à la collectivité. De plus, l'énergie hydraulique, du simple fait que l'eau coule dans la rivière, fournit une rente à son bénéficiaire et n'est donc pas le fruit du travail ou de l'innovation de l'exploitant. Compte tenu du principe de l'eau comme richesse collective, une bonne part de cette valeur ajoutée revient à la collectivité, même si elle est exploitée par l'entreprise privée; celle-ci trouve sa rémunération dans le profit. Sur le plan social, les redevances sur les forces hydrauliques ne devraient pas être incluses dans le prix socialement acceptable. Notons qu'Hydro-Québec ne paie pas de redevances hydrauliques parce qu'elle est une société contrôlée à 100 % par l'État; de plus, lorsque les conditions le permettent, elle lui verse un dividende. Pour toutes ces raisons, le montant des redevances hydrauliques ne devraient pas être pris en compte dans l'établissement du prix socialement acceptable; elles constituent un coût de production tout à fait justifié et intégré dans les prix des soumissions.

#### **3.2.c. Valeur des installations à la fin du bail sur les forces hydrauliques**

Pour les sites du domaine public, les équipements devront automatiquement être rétrocédés à la fin des contrats; le gouvernement bénéficiera donc de la valeur résiduelle des équipements. Toutefois, au moment de la rétrocession, l'état des équipements devra respecter les normes de sécurité telles que formulées par la *Loi sur la sécurité des barrages*, qui sera adoptée prochainement. À ce moment, une évaluation diligente de la valeur marchande des équipements sera faite afin de procéder à une nouvelle ronde d'appel d'offres pour remettre en opération le site.

### **3.2.d. Valeur marchande des équipements de production désaffectés**

L'AQER/CFTD recommande qu'une évaluation diligente soit effectuée par un comité d'évaluateurs immobiliers et de comptables afin d'établir la juste valeur marchande des équipements désaffectés, pour l'intégrer à l'avis d'appel d'offres. Il est clair que leur valeur n'est pas nulle; les équipements constituent des actifs et ont donc une valeur marchande. De plus, généralement les infrastructures existantes, lorsqu'elles sont encore en bon état, réduisent les coûts de construction, le génie civil constituant près de 60 % des coûts des projets. Comme lors de toute transaction commerciale, un avis indépendant doit être émis quant à cette valeur et le cas des petites centrales désaffectées n'est pas différent.

### **3.2.ef. Potentiel et revenus sur les marchés internationaux**

Le potentiel des marchés internationaux constitue l'une des principales raisons pour justifier un programme d'installation de centrales de petite production hydraulique d'électricité au Québec. En effet, tel que discuté dans la section 2, les technologies de la petite production hydraulique d'électricité ne font pas partie des technologies en évolution technologique rapide, comme l'éolien par exemple. C'est pourquoi, dans le cas de la petite production hydraulique d'électricité, il ne s'agit pas d'investir à temps pour s'intégrer à une industrie en très forte croissance annuelle basée sur une technologie en évolution accélérée, mais plutôt de tirer profit d'un marché existant et de l'attrait d'une technologie mature, mais qui présente encore un certain potentiel de réduction des coûts par l'application de diverses améliorations techniques de nature incrémentale.

En matière de technologies de la petite production hydraulique d'électricité, les entreprises européennes dominent actuellement les marchés internationaux dans la gamme des projets de 1 MW à 10 MW. Plus de 85 % de tous les contrats à l'international étaient accordés en 1991-1992 à des firmes européennes (EUREC 1996). De plus, ces firmes emploient dans toute l'Europe environ dix mille personnes et le volume d'affaires annuel de l'industrie est de l'ordre de 660 millions de dollars par année. La domination européenne en petite hydraulique est par conséquent très similaire à celle existant dans le domaine de l'éolien où elle est quasi totale. Ce qui laisse supposer un niveau de compétition très élevé pour l'octroi de contrats de petite hydraulique dans le cadre d'appels d'offres à l'international.

Cette situation fortement compétitive est très certainement exacerbée par la taille réduite du marché annuel pour les technologies de la petite production hydraulique d'électricité. Selon les évaluations publiées par le Conseil mondial de l'énergie (EUREC 1996), la capacité installée annuellement jusqu'à l'an 2020 serait d'environ 1000 MW de capacité installée dans le cadre d'un scénario du type « business as usual ». Elle pourrait aussi être de l'ordre de 2000 MW par année, si les conditions d'un scénario de déploiement accéléré étaient réunies. Dans le tableau 3.2, les évaluations pour ces deux scénarios types sont rapportées.

Tableau 3.2 : Estimé des projets de petite hydraulique par région au niveau mondial et pour deux scénarios de développement

Régions	Capacité installée (MW)	Scénario du type « Business as usual » (MW)		Scénario de développement accéléré de la filière (MW)	
	1990	2000	2020	2000	2020
Amérique du Nord	4302	4861	6152	6829	12906
Amérique latine	1113	1992	5751	2125	6557
Europe de l'Ouest	7231	8822	12587	11478	21692
Europe de l'est et Communauté des États indépendants	2296	2801	3997	3645	4197
Moyen Orient/Afrique du nord	45	81	233	86	266
Afrique Subsaharienne	181	324	935	345	1065
Pacifique	102	124	177	162	306
Chine	3890	6963	20101	7428	22915
Reste de l'Asie	343	614	1772	655	2021
Total	19503	26582	51705	32753	71925

Source: EUREC 1996

Compte tenu de ces prévisions de puissance installée, le marché mondial des équipements pour la petite production hydraulique d'électricité peut donc être évalué comme étant un marché annuel dont la valeur est de l'ordre de 1 à 2 milliards de \$ US.

À la différence du marché de l'éolien, qui est déjà du même ordre de grandeur bien que la technologie soit dans sa phase d'introduction, il n'est pas prévu que le marché de la petite hydraulique soit en très forte croissance (Agence internationale de l'énergie 1997b). De plus pour mettre en perspective le niveau de compétition dans le marché des technologies de la petite hydraulique, on peut rappeler que pour un marché estimé en 1999 à 2500 MW de capacité éolienne installées, seulement une quinzaine d'entreprises étaient en compétition, alors que pour 1000 à 1500 MW de petites centrales hydraulique, plus de 130 manufacturiers étaient en compétition dans la gamme des projets de moins de 10 MW (Agence internationale de l'énergie 1997b).

Nous avons évalué globalement ici le potentiel à l'exportation de la petite hydraulique. Toutefois, comme nous ne savons pas quelle part de marché les exportateurs québécois arriveront à s'accaparer à l'international, nous considérons que les revenus éventuels à l'exportation de la petite hydraulique ne soient pas être intégrés dans le calcul du prix socialement acceptable. Le programme du gouvernement vise justement à stimuler l'accroissement de nos exportations; les inclure dans le prix socialement reviendrait à intégrer dans le calcul un bénéfice qui revient de droit à la société québécoise.

## 4. Modalités d'implantation

Pour la sélection des projets, nous proposons une évaluation basée sur un processus en trois étapes:

1. classification des rivières et établissement, par le MRN, d'une liste de critères environnementaux, économiques et de sélection des promoteurs des projets;
2. appels d'offres pour les rivières classées, en incluant les sites publics, semi-publics et privés;
3. classification et sélection des soumissions selon les trois grilles évoquées plus haut.

### 4.1. Critères de sélection

#### 4.1.a. Sites

Puisque chaque projet hydroélectrique comporte des impacts différents selon les conditions topographiques, géologiques, écologiques, et récréotouristiques du milieu, le gouvernement devrait se doter de critères de sélection des sites. Il est essentiel que des critères de sélection des sites préalablement définis soient établis avant de procéder aux appels d'offres touchant la présente quote-part, et notamment qui tiennent compte de la classification des rivières (section 1.4). En ce sens, l'AQER/CFTD recommande les critères de sélection suivants :

*Critères de premier ordre:*

1. Favoriser en premier lieu les sites où des centrales ou des équipements au combustibles fossiles sont remplacés;
2. exclure les rivières à saumons: le saumon est une ressource piscicole qui comporte une valeur récréotouristique, faunique et patrimoniale trop importantes;
3. privilégier les sites des centrales désaffectées: ces sites ont déjà absorbé la majorité des impacts et la démolition des ouvrages existants peut même entraîner des impacts importants sur les écosystèmes;
4. éviter d'utiliser des sites vierges: conformément à la recommandation no. 70 de la Commission Doyon;
5. privilégier les sites où il n'y pas de modification du niveau d'eau.

*Critères de second ordre:*

1. Exclure les projets qui inondent des routes ou des voies ferrées : les routes et les voies ferrées sont des actifs pour la société;
2. Privilégier les sites qui, à MW équivalent présente une topographie accidentée

#### **4.1.b. Promoteurs**

Conformément aux recommandations de la commission Doyon, l'AQER/CFTD retient certains critères issus de ce rapport et en ajoute d'autres. Le promoteur sera évalué en tenant compte de :

1. Sa compétence et de celle de ses consultants (recommandation 36);
2. sa capacité financière à développer et exploiter une centrale dans le respect des lois et règlements en vigueur (recommandation 62);
3. la qualité et le suivi de la formation dispensée aux opérateurs de la centrale (recommandation 82-83);
4. le caractère innovateur des technologies retenues, notamment leur potentiel d'exportation;
5. sa capacité à attaquer les marchés de l'exportation. Ce point est d'autant plus important que le véritable marché à l'exportation concerne les réseaux isolés et l'électrification rurale.

#### **4.2. Paramètres contractuels**

##### **4.2.a. Durée du contrat**

Les contrats devraient être octroyés pour une période de 20 ans. Il s'agit d'une condition minimale de sécurité de revenus afin que le promoteur parvienne à obtenir le financement hypothécaire nécessaire à la construction des équipements.

##### **4.2.b. Clauses d'indexation**

Tel que l'indiquait la Commission Doyon dans la recommandation no. 29 de son rapport, l'indexation des tarifs devrait suivre l'évolution de l'indice des prix à la consommation (taux d'inflation) sur une base annuelle. En effet, Hydro-Québec ne doit pas se retrouver avec des clauses d'indexation fixes pour de longues durées compte tenu du faible niveau d'inflation en vigueur dans nos économies. Le promoteur pourrait alors bénéficier d'un profit économique indu.

#### **4.2.c. Modalités de renouvellement de contrat**

Deux ans avant la fin de la période de 20 ans, un comité de suivi du programme devrait être mis sur pied afin d'évaluer les dossiers de renouvellement de contrat déposés par le promoteur. Ce dossier devrait comprendre des états financiers et un bilan environnemental.

Les contrats pourront alors être prolongés aux mêmes conditions qu'antérieurement, mais en tenant compte de l'inflation en vigueur à ce moment, du contexte énergétique et des changements à la réglementation.

## Bibliographie

Agence internationale de l'énergie. 1997a. *Energy technologies for the 21<sup>st</sup> century*. Paris : OCDE.

Agence Internationale de l'énergie. 1997b. *Enhancing the market deployment of energy technology : A survey of eight technologies*. Paris : OCDE.

AQER. 1998. *Le développement de l'énergie éolienne au Québec*. Site internet: [http://www.regie-energie.qc.ca/300/312/audi-6\\_c.htm](http://www.regie-energie.qc.ca/300/312/audi-6_c.htm)

Association des producteurs privés d'hydroélectricité du Québec. 1996. *Rentabilité des petites centrales hydroélectriques privées au Québec*. Document présenté à la commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés, Montréal, QC: APPHQ.

Belley, P., Gélinas, E., Grondin, H., Morin, M. et Vaillancourt, J. 1996. *Les impacts des grandes lignes électriques sur le territoire québécois: le cas de la ligne à 735 kV Des Cantons-Lévis*. Thèse de maîtrise en aménagement du territoire et développement régional, Québec: Université Laval.

Bureau de la statistique du Québec. 1999. *Communiqués: Bureau de la statistique du Québec - Perspectives d'évolution de la population du Québec, 1996-2051*. Site internet : <http://www.newswire.ca/government/quebec/french/releases/February1999/01/c1078.html>

Chevrette, G. 1998. *Allocution de M. Guy Chevrette ministre d'État des Ressources naturelles et ministre délégué aux Affaires autochtones lors de la réunion annuelle de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER)*. Site internet: <http://www.mrn.gouv.qc.ca/2/26/261/981030.asp>

Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privé [Commission Doyon]. 1997. *Rapport*. Québec: Éditeur officiel.

Commission scientifique et technique sur la gestion des barrages 1997. *Rapport*. Publications du Québec, Québec.

Earth Vision. 1999a. *Shell Launches World's largest Solar Electrification Project in Africa*. Site internet : [http://204.255.211/ColdFusion/News\\_Page1.cfm?NewsID=6475](http://204.255.211/ColdFusion/News_Page1.cfm?NewsID=6475)

EUREC Agency. 1996. *The future for Renewable Energy : Prospects and Directions*. London : James & James.

Financial Times. 1999. *Renewable Energy Report : Monthly analysis of global markets, finance and policy*. *Financial Times Energy*, Mars.



- Gouvernement du Québec 1993. *Politique concernant l'octroi et l'exploitation des forces hydrauliques du domaine public pour les centrales hydroélectriques de 25 MW et moins*. Québec.
- Gwet G., Lejeune, A., et Tea, K. 1995. *Guide de la filière Hydro-Électrique*. Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français.
- Hydro-Québec. 1992. *Potentiel de centrales hydroélectriques de moyenne et de petites envergures*. Vice-Présidence Planification du réseau, Mars.
- Hydro-Québec. 1992. *Potentiel de centrales hydroélectriques de moyenne et de petite envergures*. Vice-présidence Planification du réseau, Montréal: Hydro-Québec, 40 p.
- International Water Power & Dam Construction. 1998a. *Small Hydro : Action Plan*. Avril
- International Water Power & Dam Construction. 1998b. *Small Hydro in Europe's renewable energy mix*. June
- International Water Power and Dam Construction 1997. *International Water Power and Dam Construction Yearbook 1997*. Reed Enterprise, Sutton, Royaume-Uni. .
- Jiandong, T., Naibo, Z., Xianhuan, W., Jing, H. et Huishen, D. 1997. *Mini Hydropower*. New-York, NY : John Wiley & Sons.
- Maycock, P. D. 1997. *Photovoltaic technology, performance, cost and market forecast: 1975-2010*. Rapport produit par Photovoltaic Energy Systems, Inc.
- Ministère des Ressources naturelles. 1996a. *Pour un Québec efficace*. Rapport de la table de consultation du débat public sur l'énergie. Québec: Éditeur officiel.
- Ministère des Ressources naturelles. 1996b. *L'énergie au service du Québec: une perspective de développement durable*. Québec: Éditeur officiel.
- Ministère des Ressources naturelles. 1998a. *La classification des rivières au Québec*. Québec: Éditeur officiel.
- Ministère Ressources naturelles du Québec 1998b. *L'énergie au Québec. Édition 1997*. Sainte-Foy, QC: Publications du Québec.
- Moreira, J. R. et Poole, A. D. 1993. *Hydropower and its constraints*. Dans « Renewable Energy : Sources for Fuel and Electricity », Washington, DC : Island Press.
- Winrock International. 1998. *Electricity on Demand : Reaching Two Billion Cheaply With Renewable Energy*. July. Site internet : <http://www.winrock.org>

## **Annexe 1 : Analyse multicritère telle que définie par le MRN dans son document sur la classification des rivières**

L'analyse multicritère est une méthode qui permet de progresser dans la résolution d'un problème où plusieurs points de vue, souvent conflictuels, doivent être pris en considération (Philippe Vincke, 1988).

Elle permet de comparer des actions ou des scénarios sur la base de critères non seulement quantitatifs et pouvant être monétisés, mais aussi sur la base de critères qualitatifs. Il s'agit avant tout d'une démarche démocratique, car elle permet aux parties prenantes de participer activement à la prise de décision, et ce, dans un souci constant de transparence.

### Les parties prenantes

L'un des objectifs du processus est d'obtenir une convergence d'opinion, assez forte pour conclure à une volonté régionale sur un ou plusieurs scénarios donnés. Par conséquent, le défi est de concilier les points de vue et les valeurs des différents intervenants concernés par l'avenir de leurs rivières. Pour cela, il s'agit de mettre en place un comité régional chargé de la recherche de cette convergence d'opinion.

Les membres de ce comité régional forment ce que l'on appelle les parties prenantes. Ce sont des acteurs du milieu régional principalement, qui ont une influence directe ou indirecte sur les décisions relatives au développement des rivières ou qui pourraient être affectés par les projets. Ils peuvent ne pas avoir d'influence et être seulement affectés par le projet. Une attention particulière doit être portée à la composition et à la représentativité des membres du comité.

Le rôle du comité est de formuler une solution en réponse à un problème donné, capable de susciter l'adhésion de l'ensemble des intervenants. Par conséquent, les parties prenantes devront s'entendre sur chaque étape: quand il s'agira de formuler le problème et l'objet de la décision, élaborer les scénarios possibles, traduire en critères, les préoccupations de tous, établir la pondération desdits critères, pour, ensuite, évaluer les scénarios sur la base de ces mêmes critères.

Le résultat recherché à l'aide de l'analyse multicritère est d'amener chaque partie prenante à donner son accord à un ou à plusieurs scénarios qui auront été rangés selon leur rendement global. Le processus vise à ce que le participant considère la solution retenue comme acceptable, même si elle n'est pas forcément celle qu'il aurait choisie de façon individuelle.

### Le dossier technique

Avant qu'une classification ne soit établie, il est important de recueillir toute l'information disponible relative aux problématiques sectorielles de gestion et d'exploitation des ressources visées (fauniques, récréatives, énergétiques, culturelles et forestières), dans un cadre bien précis qu'est la rivière. Par conséquent, les plans sectoriels de conservation, de développement et de

mise en valeur des ressources doivent être mis sur la table et débattus, afin d'aboutir à un plan concerté de développement intégré ou de conservation des rivières.

L'étude des différents potentiels et diverses utilisations de la rivière sur les plans technique, environnementale et économique devrait aboutir à une caractérisation de celle-ci, permettant ainsi d'établir des priorités de mise en valeur à des fins de conservation et de développement, en toute connaissance de cause.

À titre d'exemple, les renseignements suivants devront être recueillis :

- un portrait des utilisations actuelles des rivières et des potentiels;
- les programmes, les politiques, les plans de développement, de gestion et d'exploitation s'appliquant aux rivières de la région;
- les grandes affectations du territoire dans les schémas d'aménagement;
- les plans d'affectation des terres publiques;
- les plans régionaux de villégiature;
- la planification du réseau routier et des chemins forestiers, s'il y a lieu;
- les principaux enjeux soulevés par les intervenants régionaux;
- les projets publics et privés visant les rivières.

#### Les travaux du comité

Le comité des parties prenantes participe à des séances de travail qui ont pour but :

- de s'entendre sur la problématique et sur l'objet de la décision, c'est-à-dire de déterminer trois catégories d'affectation pour les rivières : utilisation à des fins de conservation, utilisation à des fins prioritaires d'aménagement hydroélectrique, utilisation à des fins multiples;
- d'élaborer des scénarios, à partir des nombreuses combinaisons possibles de ces affectations sur des rivières ou sections de rivières;
- de cerner les enjeux, les conséquences ou les impacts que chaque scénario peut entraîner. Les grandes catégories d'impact ou d'enjeux possibles sont les suivantes : impact sur le milieu naturel, impact social et impact économique;
- de traduire ces enjeux en critères.

D'après l'analyse multicritère, les critères doivent être exhaustifs, pertinents, non redondants, cohérents et discriminants. d'évaluer ces critères ;

- en les définissant;
- en les associant à des indicateurs qui vont pouvoir les mesurer;
- en indiquant les unités de mesure retenues;
- en donnant une orientation à ces critères.

Établir une pondération relative des critères pour chaque partie prenante en classant les critères par ordre d'importance ou de préférence.

Approche scientifique, l'approche multicritère permet de canaliser les discussions et d'amener les parties prenantes à s'exprimer sur les véritables enjeux. Elle constitue un outil d'aide à la décision. Exemples d'enjeux traduits en critères, dans le cadre du projet-pilote au Lac-Saint-Jean

- Impact biophysique: qualité de l'eau, régime thermique, régime hydrique, érosion, impacts sur la faune et la flore.
- Impact sur le milieu naturel: unicité, rareté.
- Impact sur le paysage; intégrité de la rivière.
- Impact social: pérennité des ressources, patrimoine culturel, privatisation d'un bien collectif, accessibilité à la ressource, activités traditionnelles de subsistance, sécurité publique.
- Impact économique: gain ou perte d'opportunités, retombées économiques, diversification de la base économique, redistribution des ressources, besoins à long terme.

Liste des treize critères retenus dans le cadre du projet-pilote au Lac-Saint-Jean

1. Qualité de l'eau
2. Régime hydrique
3. Impacts sur la faune et la flore
4. Impact sur la ouananiche
5. Impact sur le paysage
6. Pérennité des ressources
7. Patrimoine culturel
8. Enjeux sociaux autres que récréatifs
9. Opportunités sur le plan local et régional forestier
10. Opportunités sur le plan local et régional hydroélectrique
11. Opportunités sur le plan local et régional récréatif
12. Opportunités sur le plan local et régional touristique
13. Niveau de risque

Note : les critères ne sont pas classés par ordre d'importance

## **Annexe 2 : Rapport de l'expert**

Document présenté dans le cadre du dossier R-3410-98

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

Annexe au mémoire de: l'Association québécoise des énergies renouvelables (AQER) et du Centre pour la finance et la technologie durables (CFTD)

Présenté par: Robert Lévesque, BAA

## TABLES DES MATIÈRES

### 1. INTRODUCTION

### 2. APPLICATIONS

#### 2.1 RÉSEAUX ISOLÉS, POURVOIRIES ET AUTRES SITES PONCTUELS

#### 2.2 PROJETS EN MILIEUX MUNICIPAUX ET URBAINS

#### 2.3 AUTOPRODUCTION RÉSIDENIELLE ET COMMERCIALE

### 3. POTENTIEL ÉCONOMIQUE

### 4. CONCLUSION

### ANNEXES

- a- Des minicentrales pour épauler les grandes en cas de panne - Le Devoir, Claude Turcotte Le lundi 19 janvier 1998.
- b- Small hydro - huge potential - Water Power & Dam Construction, Harvey West 1997 YEARBOOK.
- c- Mémoire présenté dans le cadre du débat public sur l'énergie par MICROTURBINES TECHNOLOGIES INC.

## 1. INTRODUCTION

Robert Lévesque a accumulé onze ans d'expérience dans le secteur des énergies renouvelables, spécialement en petite hydraulique. Il est spécialisé dans le développement de projets et l'administration. Il a participé à la réalisation de plusieurs petits projets hydrauliques au Canada, en Guinée, au Pérou, au Brésil, au Costa-Rica et en République Centre-Africaine. Il y a été impliqué en tant que fournisseur d'équipements, et dans d'autres circonstances au niveau du financement. M. Lévesque a été, à plusieurs reprises, invité à titre de conférencier sur l'électrification rurale en Afrique, en Amérique du Sud et Centrale.

Compte tenu de notre expertise unique en matière de petite production hydroélectrique fiable, écologique et à faible coût dans la gamme des puissances de quelques dizaines de kW à 2-3 MW, nous souhaitons présenter ici certains faits et propositions quant à la petite production hydraulique d'électricité dans un contexte précis, soit les réseaux isolés, les sites ponctuels, les sites municipaux ou en milieux urbains et l'autoproduction résidentielle et commerciale

## 2. APPLICATIONS

### 2.1 POURVOIRIES, AUTRES SITES PONCTUELS ET RÉSEAUX ISOLÉS

#### **POURVOIRIES ET AUTRES SITES PONCTUELS**

Nous entendons essentiellement faire valoir les points suivants:

- La mise en place de petites centrales représente globalement pour le Québec un avantage très net quant à la qualité de l'environnement et aux retombées économiques régionales. Nous croyons que cette portion de la filière hydroélectrique est viable, rentable et souhaitable en dépit d'un certain courant de contestation;
- sur des petits cours d'eau, surtout hors réseaux, l'utilisation de très petites turbines peu coûteuses et performantes permettrait au Québec de remplacer jusqu'à 1000 génératrices au diesel, réduisant ainsi les émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de deux cent mille tonnes par année;
- le coût d'acquisition de petites turbines hydroélectriques, même modeste, constitue une barrière à l'entrée qui empêche beaucoup d'utilisateurs potentiels (pouvoyeurs, sociétés forestières et minières, etc.) d'en faire l'acquisition et de contribuer à l'amélioration de notre environnement.

Il serait souhaitable qu'un organisme gouvernemental spécialisé (Investissement Québec (SDI), Hydro-Québec, Ministère des Ressources naturelles, etc.) mette sur pied un programme de financement spécifique pour le remplacement des équipements aux carburants fossiles par des petites turbines hydrauliques.

Un tel programme ne nécessiterait pas de subventions. Il suffirait qu'un interlocuteur financier, connaissant bien la nature et la valeur des investissements, offre un financement facile d'accès, peut-être même sous la forme de crédit-bail.

Dans le contexte d'un tel programme, c'est tout un ensemble de problèmes environnementaux associés aux génératrices diesels qui seraient résolus. En effet, le problème des génératrices au diesel ne se limite pas aux émissions nocives. Au Québec, quelque 2000 génératrices rejettent dans l'atmosphère, annuellement, plus de deux cent mille tonnes de CO<sub>2</sub> (certaines estimations font même état de quatre cent mille tonnes). Ces émissions pourraient être réduites de moitié à un coût économique nul. Bien plus, les utilisateurs ou exploitants pourraient gagner beaucoup à effectuer la substitution.

Le programme proposé permettrait aussi d'éviter le rejet de carburant usé, fruit d'une consommation irrégulière ou de la vidange régulière des systèmes. Les huiles usées étant stockées dans des barils de métal, elles sont souvent jetées dans des dépotoirs à ciel ouvert, sans le moindre contrôle. Combien faut-il de temps avant que ces huiles usées ne s'échappent de contenants usés par les intempéries et rongés par la rouille?

Finalement, le programme proposé permettrait aussi d'éliminer une bonne part de la pollution sonore issue de génératrices au diesel bruyantes.

Au plan écologique et dans le contexte de la substitution aux génératrices au diesel, l'implantation en grand nombre de petites centrales hydroélectriques serait donc d'un avantage considérable pour le Québec.

## **RÉSEAUX ISOLÉS**

Hydro-Québec pourrait aussi remplacer certains de ces équipements au diesel par des équipements hydroélectriques, pour desservir une partie de sa clientèle. En effet, il existe au Québec 21 communautés qui ne sont pas connectées au réseau national. De ce nombre, une dizaine pourraient probablement être transférées à l'hydroélectricité. Cette seule transformation est susceptible de créer des économies considérables pour la société d'État. Le budget pour les réseaux autonomes d'Hydro-Québec, sans compter ceux financés par le gouvernement fédéral, représente des pertes de l'ordre de plusieurs dizaines de millions par année. Nous croyons qu'un potentiel d'économie de plusieurs millions est donc possible.

Pour réaliser ce potentiel d'économie, il faudrait probablement revoir le financement de l'énergie pour les communautés hors réseau. Nous suggérons que la régie puisse



créer, en collaboration avec les communautés touchées, une agence qui aurait la capacité de trouver les solutions économiques et environnementales à cette situation.

## 2.2 PROJETS EN MILIEUX MUNICIPAUX ET URBAINS

Les dernières années ont été marquées par la parution d'articles ou de reportages ayant semé une certaine inquiétude envers le programme d'Hydro-Québec visant l'établissement de petites centrales privées au Québec.

Nous estimons que ces articles ne devraient pas discréditer ou freiner tous les promoteurs de projets de production hydroélectrique à partir de petites centrales privées. En effet, les petites centrales locales, près des milieux urbains, présentent de nombreux avantages pour les Québécois, leur économie et la sécurité de leur approvisionnement énergétique. De plus, elles nous paraissent, de manière générale, très écologiques.

Dans le cadre d'une implantation au niveau des municipalités et en milieux urbains, les avantages fondamentaux des petites centrales sont les suivants:

- **sûreté de l'approvisionnement**

Disséminées sur l'ensemble du territoire, les petites centrales permettent de créer et maintenir une puissance énergétique de base et d'appoint ne nécessitant pas un transport sur de longues distances. De plus, cet approvisionnement est de nature à contribuer au maintien de la qualité des réseaux électriques (voir annexe A);

- **conservation du patrimoine**

Beaucoup de petites centrales abandonnées, souvent détériorées, constituent des témoignages architecturaux importants des débuts de l'ère industrielle au Québec. Elles pourraient être remises à neuf tout en conservant leur caractère d'origine et s'intégrer harmonieusement au potentiel culturel et touristique des régions;

- **économie nette**

Face aux grands projets, actuellement au point mort, les petites centrales offrent des possibilités d'approvisionnement énergétique à un coût moindre que le coût de remplacement, surtout lorsque l'on considère, dans le cadre d'une planification intégrée des ressources, le coût des externalités (infrastructures routières et sociales nécessaires à la construction de grands projets éloignés, impacts environnementaux, etc.);

- **surplus énergétiques**

Le fait que le Québec connaisse un surplus d'approvisionnement en électricité ne devrait pas l'empêcher de poursuivre la mise en place de projets de génération par petites centrales.

En effet, les intervenants du secteur énergétiques savent, pour la plupart, qu'il est impossible de maintenir la capacité de production rigoureusement au niveau de la demande.

Les prévisions d'Hydro-Québec en ce qui concerne la croissance de la demande ont beau être les plus précises du monde en ce domaine, il demeure difficile d'obtenir l'ajustement parfait entre la demande et la production. Or, il est toujours plus sûr et plus économique de devancer légèrement la demande et de vendre des surplus que de devoir recourir à l'achat d'énergie. Cette assertion est particulièrement vrai dans le cas d'un territoire comme celui du Québec, jouissant d'un immense potentiel hydrologique.

En revanche, les petites centrales constituent le moyen le plus sûr d'obtenir une croissance graduée de la production qui s'ajuste au plus près à la croissance de la demande.

- **qualité environnementale**

Les petites centrales ne nécessitent habituellement pas la création de bassins de retenue des eaux. Il s'agit de centrales au fil de l'eau. Les transformations à la nature environnante sont donc généralement limitées.

Dans plusieurs cas, les petites centrales sont mises en place à des endroits où existent déjà des barrages, certains servant uniquement d'ouvrages régulateurs des réseaux hydrologiques.

Les petites centrales nécessitent le plus souvent des hauteurs de chute assez modestes, ce qui facilite l'installation de passages gradués pour permettre la migration des espèces marines, et en particulier des poissons vifs, tels les salmonidés.

Les petites centrales ne nécessitent habituellement pas l'installation de longues lignes de transport. Notamment parce que la plupart des sites propices se trouvent à proximité de réseaux de transport déjà installés.

### 2.3 AUTOPRODUCTION RÉSIDENTIELLE ET COMMERCIALE

Le principe de l'autoproduction est très répandu aux États-Unis et en Europe. Ce concept mis en place dans un contexte québécois pourrait favoriser le financement de quelque 4000 barrages disséminés sur le territoire. Pour mettre en perspective ce chiffre, on peut rappeler qu'il existe aujourd'hui plus de 3000 petits barrages désaffectés en ex RDA, dont le territoire est infiniment plus petit que celui du Québec. Si on applique le même principe de sécurité d'approvisionnement à l'autoproduction, ce programme serait très avantageux en période de bris de fourniture de la part d'Hydro-Québec. Situation que nous avons connue lors du verglas de 1998.

### 3. POTENTIEL ÉCONOMIQUE

- **impact favorable sur l'économie régionale**

Tous les projets de développement hydroélectrique recèlent un fort impact économique. Cet impact, dans le cas de très grands projets est loin d'être négligeable.

Les grands projets du passé, tels ceux de Manicouagan ou de la Baie James, ont entraîné la revivification de l'économie de certaines régions et entraîné la croissance rapide de certaines villes. Cependant, de tels projets recourent à une expertise de type international et à des forces de travail massives qui débordent largement le cadre des régions.

Les projets de petites centrales, quant à eux, s'ils demandent une expertise en génie civil et environnemental exportable, constituent des projets économiques à la taille des économies régionales.

Il existe au Québec, selon nos informations, au moins 200 sites exploitables avec des petites centrales. De ce total, plus de la moitié occupent des sites sur lesquels se trouvaient des installations de production entre le début de l'industrie hydroélectrique au Québec et les années 1950.

80 % de ces sites sont situés en région et près de la moitié dans les régions éloignées comme la Gaspésie, le Bas du fleuve, la Côte nord ou le Nord-ouest du Québec.

À l'évidence, tous ces projets, outre leur valeur intrinsèque pour accroître la fiabilité des approvisionnements électriques, contribueront au dynamisme des économies régionales.

- **une expertise exportable**

Soulignons enfin que l'expertise développée dans la construction de petites centrales est éminemment exportable. Notre propre expérience internationale, aussi modeste qu'elle soit, nous a montré que les marchés de l'Amérique du Sud, de l'Asie, de l'Afrique, sans oublier le reste de l'Amérique, présentent un potentiel formidable pour nos ingénieurs-concepteurs, environnementalistes et fabricants.

Des centaines de petites centrales seront édifiées dans ces régions au cours des années qui viennent. De tels projets sont économiquement accessibles, même aux pays moins nantis, et ils présentent des avantages écologiques évidents.

Le Québec, pour sa part, abrite des technologies innovatrices en matière de petites centrales et nous considérons ce domaine comme porteur d'un important potentiel à l'exportation de produits et de technologies québécois.

#### 4. CONCLUSION

Nous croyons que les petites centrales offrent un avantage réel quant à la protection de l'environnement, à l'impact économique régional et à la fiabilité des approvisionnements énergétiques locaux.

En plus des producteurs privés, plusieurs municipalités, en particulier, possèdent un potentiel hydroélectrique très avantageux, à portée de la main. Certaines jouissent en outre de conditions idéales pour un aménagement productif et récréotouristique jumelé.

Indépendamment de tout intérêt commercial, nous croyons que le Québec a, pour des motifs économiques et écologiques, tout intérêt à promouvoir les projets hydroélectriques au fil de l'eau partout où cette énergie peut remplacer des combustibles fossiles et surtout chez les utilisateurs hors réseaux et en zones éloignées.