

HELIOS

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

La politique énergétique québécoise

Mémoire du Centre Hélios

Soumis dans le cadre de la consultation
publique de la

**Commission de l'économie
et du travail**

**Philip Raphals
Directeur général**

1^{er} mars 2005

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900

Télexcopieur : (514) 849 6357

sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	i
1 Introduction.....	1
2 La fiabilité des approvisionnements en électricité	1
2.1 Rappel historique.....	2
2.2 La gestion des réserves.....	5
2.3 L'avis A-2004-01 de la Régie de l'énergie	8
2.4 La « marge de manœuvre »	9
2.5 Conclusion.....	12
3 Les exportations d'électricité	13
3.1 Les types d'exportation	13
3.2 La rentabilité des exportations passées.....	15
3.3 La rentabilité des exportations futures.....	16
3.4 Les enjeux environnementaux.....	18
4 L'électricité patrimoniale	21
4.1 La structure actuelle	21
4.2 Le cas de la Colombie-Britannique	24
4.3 Les propositions d'abolir le contrat patrimonial.....	26
4.3.1 Une subvention inappropriée.....	26
4.3.2 Un empêchement à l'efficacité énergétique.....	28
5 Le cadre réglementaire et le rôle du public	31
NOTES BIOGRAPHIQUES	40

SOMMAIRE

Ce mémoire s'adresse à quelques questions interreliées touchant l'industrie électrique au Québec, notamment la fiabilité des approvisionnements en électricité, les exportations, le contrat patrimonial et le cadre réglementaire.

Les conclusions se résument comme suit :

Fiabilité des approvisionnements

- La baisse des réserves d'eau à un niveau jugé « critique » au début de 2004 est en grande partie due à la gestion des réserves et des exportations dans les années précédentes. Si Hydro-Québec avait géré ses exportations pour maintenir un ratio de couverture de 65 %, elle aurait eu 36 TWh de plus dans ses réservoirs au 1^{er} janvier 2004. Ainsi, ce problème de sécurité des approvisionnements est la conséquence des choix de gestion (et bien sûr des événements climatiques) et non d'une marge de manœuvre inadéquate.

Exportations d'électricité

- Pour évaluer la rentabilité des exportations, il faut distinguer entre les ventes d'énergie excédentaire, les achats-reventes, la vente de stockage ainsi que la vente de l'énergie produite par le devancement de la construction des centrales requises pour des besoins québécois et celles à vocation commerciale. Dans les dernières années, ce sont surtout les activités de courtage qui ont été rentables.
- La rentabilité à la marge de centrales à vocation commerciale se mesure en fonction des coûts unitaires du projet en question. Les coûts unitaires des projets Toulouste et EM-1A/Rupert sont environ le double de ceux des anciennes centrales, quoique les coûts des autres projets à l'étude sont quatre ou cinq fois plus grands — du même ordre de grandeur que les coûts de l'énergie thermique. La rentabilité du développement de ces centrales pour les fins d'exportation est donc loin d'être acquise.
- Étant donné l'importance des investissements requis, une évaluation détaillée et soigneuse des risques économiques est essentielle.
- Il faut également tenir compte des implications environnementales d'un tel programme d'investissement. Aux États-Unis, le bilan n'est pas aussi positif que certains

soutiennent. Nos exportations déplacent surtout la production à partir de gaz naturel, et non le charbon. Elles font également pression à la baisse sur les prix, ce qui crée un désincitatif aux économies d'énergie.

- Les grandes rivières sauvages du Nord québécois constituent une richesse naturelle extraordinaire. Il faut trouver le juste équilibre entre la préservation de ces richesses et la recherche de bénéfices économiques. Malheureusement, le Québec n'a pas, à l'heure actuelle, un forum qui permet l'étude sereine de ces questions épineuses.

L'électricité patrimoniale

- Les détails du « contrat patrimonial » établi par la loi 116 sont complexes et méconnus. L'approche retenue accorde à l'actionnaire la grande partie des bénéfices du parc de production existant. Conséquemment, les intérêts de la société Hydro-Québec entrent en conflit avec ceux de ses clients.
- Dans les dernières années, la Colombie-Britannique a emprunté ce « modèle québécois », tout en faisant des modifications importantes qui mettent l'emphasis sur les droits acquis des consommateurs. Cela crée donc un alignement des intérêts de la société d'État et de sa clientèle.
- Plusieurs suggèrent d'abolir le contrat patrimonial, parce qu'il s'agit d'une subvention et parce qu'il décourage l'efficacité énergétique.
 - Étant donné que ce sont les consommateurs qui supportaient les risques reliés à la construction des anciennes centrales, les bénéfices qui en résultent, lorsque le coût unitaire de production est moindre que la valeur marchande de l'énergie produite, leur appartiennent aussi. Il n'y a donc aucune subvention dans le vrai sens du terme.
 - Il est vrai que le défi de l'efficacité énergétique est plus grand lorsque les prix sont bas. Toutefois, étant donné la faible élasticité de la demande pour l'électricité ainsi que des problèmes structuraux reliés au parc de logement à location, même une augmentation importante des tarifs n'aurait qu'un impact limité sur la consommation d'électricité.
- Derrière ces propositions se cache la notion d'un transfert du fardeau fiscal des impôts vers les tarifs d'électricité. Un tel transfert soulève de grands problèmes d'équité. Certains — dont ceux avec les revenus plus élevés, surtout s'ils chauffent au gaz —

seraient de grands gagnants, tandis que ceux qui occupent des appartements mal isolés seraient de grands perdants.

- Une réforme approfondie des structures tarifaires et fiscales s'imposent pour encourager l'efficacité énergétique. Le gouvernement peut également faire preuve de leadership à l'égard de la réduction du gaspillage énergétique dans ses propres bâtiments, en approchant la population non comme consommateur mais comme citoyen.

Le cadre réglementaire et le rôle du public

- Dans son avis sur le Suroît, la Régie a fait état d'un « constat de déficience ... presque unanime » à l'égard de la pertinence du cadre réglementaire actuel, en soulignant que « la critique publique du cadre réglementaire est si vive qu'il est impossible de passer la question sous silence ».
- Depuis l'adoption de la loi 116, il n'existe aucun forum au Québec qui permette un débat serein et structuré sur les choix de ressources de production d'électricité. Une telle situation est, entre autres, incompatible avec les principes qui sous-tendent le nouveau Plan de développement durable mis de l'avant par le gouvernement du Québec récemment, selon lequel on doit tenir compte des aspects économiques, environnementaux et sociaux dans la prise de décision.
- Comme la Régie l'a constaté, cette loi n'a pas réussi à créer un marché concurrentiel dans la production d'électricité.
- La déréglementation totale de la production d'électricité n'était pas nécessaire pour le permettre non plus. Selon Peter Bradford, ancien président de la Public Service Commission de l'État de New York, « Competition must precede or accompany deregulation, not bounce hopefully along in its wake ». Or, avec la loi 116, le Québec a souscrit à une déréglementation totale de la production d'électricité, avec un léger soupçon de concurrence.
- Une deuxième refonte majeure de la *Loi sur la Régie de l'énergie* s'impose. Pour y arriver, un débat structuré — touchant non seulement la façon de réglementer, ou non, la production d'électricité, mais également la séparation fonctionnelle, la planification et la sécurité des approvisionnements ainsi que le fonctionnement de la Régie — est requis.

- Dans ce contexte, nous invitons le Ministre à demander à la Régie de lui fournir un avis sur les avantages et inconvénients des différentes structures et cadres réglementaires de l'industrie électrique. Une audience publique sur cette question permettrait au public intéressé de formuler clairement ses idées, de les présenter, et de les faire tester par l'examen critique des experts.
- Il n'y a pas de doute que l'Avis qui en résulterait serait un outil précieux pour permettre au gouvernement de prendre des choix difficiles qui s'imposent.

1 Introduction

Les questions soulevées par le document de consultation, *Le secteur énergétique au Québec : Contexte, enjeux et questionnements*, sont de portée très large. Le ministère des Ressources naturelles y a identifié quatre enjeux principaux :

- la diversification des sources d'énergie,
- la fiabilité des approvisionnements en énergie,
- l'équilibre entre l'offre et la demande, et
- le prix de l'énergie.

Dans ce mémoire, nous allons traiter de tous ces points sauf le premier, toujours à l'égard de l'électricité. Nous examinerons en particulier la question de la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique comme le nôtre, ainsi que la question des exportations d'électricité. Ensuite, nous aborderons brièvement la question de l'électricité patrimoniale. Finalement, nous présenterons quelques commentaires sur le cadre réglementaire et le rôle du public dans la prise de décision en matière énergétique.

Étant donné la complexité et l'ampleur de ces questions, nous ne pouvons qu'indiquer certaines pistes de réflexion. Il faut également souligner que, faute de temps et d'espace, nous passons sous silence de nombreuses questions importantes. Parmi les thèmes importants que nous ne pouvons traiter ici se trouvent l'efficacité énergétique, le rôle des énergies nouvelles, la production distribuée et les gaz à effet de serre, ainsi que les problématiques de transport et des autres formes d'énergie.

Nous espérons quand même que ces commentaires seront utiles aux membres de la Commission dans le cadre de leurs délibérations sur la future politique énergétique québécoise.

2 La fiabilité des approvisionnements en électricité

La fiabilité des approvisionnements est une préoccupation constante pour l'ensemble des industries énergétiques et notamment pour celle de l'électricité. Il s'agit cependant d'une question qui ne fait partie des préoccupations du public qu'occasionnellement, notamment après des défaillances. Les problèmes d'approvisionnement dans les dernières années en Californie et en Ontario ont généré beaucoup d'attention publique ici comme ailleurs, tout comme la panne majeure de 2003.

Il est certes fascinant d'analyser les conditions ayant provoqué ces événements, mais force est de constater qu'ils n'ont peu ou pas de pertinence au Québec. Le mouvement de restructuration des

réseaux électriques a laissé derrière lui des structures et des institutions très différentes d'une juridiction à l'autre. À cela s'ajoute la spécificité qui découle de l'énormité du territoire québécois, du fait que son réseau électrique est opéré par un seul acteur, qui est en plus une société d'État, de la non synchronisation de son réseau de transport avec ceux de ses voisins, et bien sûr de la prépondérance des ressources hydroélectriques.

Cela dit, la problématique de la sécurité des approvisionnements a la même importance ici qu'ailleurs. Toutefois, du fait de la spécificité du réseau québécois, cette problématique se présente de façon particulière en raison surtout de l'hydraulicité, des réserves d'eau et des échanges avec des réseaux voisins.

Il y a 15 ans cette question faisait les manchettes, lorsqu'une combinaison de plusieurs années de faible hydraulicité et de fortes exportations créaient un réel danger d'épuisement des stocks. Depuis quelques années, cependant, peu d'information concrète circule, puisque depuis 1997, Hydro-Québec ne divulgue plus les informations sur les apports hydrauliques de son réseau ni sur ses stocks énergétiques.

Tout cela va dorénavant changer et ce, à partir du mois de février 2005, grâce au lien entre cette question et la justification du projet Suroît. En fait, la divulgation faite par Hydro-Québec dans le cadre de l'audience de la Régie de l'énergie sur le projet Suroît va permettre, pour la première fois depuis 1997, de débattre en profondeur de la question de la sécurité des approvisionnements.

2.1 Rappel historique

Mon intérêt à l'égard de la sécurité des approvisionnements en électricité date du début des années 90. En 1993, lorsque j'étais responsable des études énergétiques pour les commissions et comités chargés de l'examen public du projet Grande-Baleine, je suivais de près la mise en place de la nouvelle méthodologie adoptée par Hydro-Québec en 1991 pour prévenir la répétition de la crise d'hydraulicité qui a failli vider ses réservoirs en 1990. Il s'agissait d'une méthodologie sophistiquée qui intégrait l'incertitude de l'hydraulicité avec celle de la demande, à l'aide du logiciel NEPTUNE, pour déterminer la marge de manoeuvre requise pour garantir la fiabilité des approvisionnements d'électricité au Québec.

En 1998, je fus témoin expert lors de la première audience de la Régie de l'énergie, pour fournir un avis au gouvernement tel que requis par l'article 167 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* adoptée en 1996. Dans le cadre de cette audience, où Hydro-Québec proposait de soustraire ses activités de

production de la compétence de la Régie, j'ai souligné qu'un tel changement du cadre réglementaire créerait des obstacles importants à l'égard de la compétence exclusive de la Régie de « surveiller les opérations d'Hydro-Québec ... afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants » (art. 31, al. 1, 2^o).

Cette même année, même si Hydro-Québec avait déjà arrêté de divulguer des informations sur ses réserves hydrauliques, des informations circulaient à l'effet que les événements de 1990 étaient en train de se répéter. Or, en utilisant les informations disponibles, j'ai rédigé un rapport sur la sécurité des approvisionnements en énergie au Québec qui soulignait l'importance du maintien d'une réserve suffisante et qui questionnait le respect, par Hydro-Québec, des critères qu'elle avait établi en 1991. Ce rapport fut à la base d'une requête déposée par six groupes de la société civile, qui demandaient que la Régie tienne audience sur la sécurité des approvisionnements.

La question est alors tombée dans un espèce de trou juridique. La Régie refusait d'entendre la requête, la jugeant prématurée parce que le gouvernement n'avait pas encore décidé comment répondre à la demande d'Hydro-Québec de soustraire ses activités de production de sa compétence. Deux de ces groupes sont allés en révision judiciaire de cette décision ; la Cour supérieure a jugé en 1999 que la Régie avait erré en refusant d'exercer sa compétence, retournant le dossier à la Régie, pour qu'elle l'entende.

Hydro-Québec a porté ce jugement en appel. En 2001, la Cour d'appel a débouté Hydro-Québec, en confirmant le jugement de la Cour supérieure. Entre temps, toutefois, l'Assemblée nationale avait adopté la loi 116, qui effectivement enlevait la production de la compétence de la Régie.

La Régie était donc confrontée au problème suivant : comment « surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ... afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants » (art. 31, al. 1, 2^o), quand ce Distributeur ne contrôle aucunement les actifs de production dont la bonne gestion est essentielle pour s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants ? Sa solution était d'exiger que le Distributeur obtienne des informations d'Hydro-Québec Production démontrant le respect de ses critères de gestion, et qu'il les dépose devant la Régie deux fois par année. Notons en passant que le critère de gestion utilisé actuellement par Hydro-Québec — de pouvoir répondre à une déficience des apports d'eau de 64 TWh par rapport à la moyenne historique — est sensiblement moins exigeant que celui adopté en 1991.

Hydro-Québec a effectivement déposé certains documents, tel que requis, en demandant un traitement confidentiel. Ce traitement confidentiel a été accordé par la Régie, sans débat, malgré

l'opposition de certains intéressés. C'était seulement lors des audiences sur le projet Suroît qu'on a pu constater que les informations déposées — une seule page, chaque semestre — étaient insuffisantes pour démontrer le plein respect du critère.

Il importe aussi de mentionner qu'en 1998, la Régie avait mandaté trois experts américains pour étudier la fiabilité en énergie du réseau d'Hydro-Québec. Ce rapport, qui était seulement disponible en version élaguée par voie d'accès à l'information, critiquait fortement la méthodologie utilisée par Hydro-Québec et recommandait un suivi serré par la Régie pour s'assurer de la sécurité des approvisionnements.

La situation au débat de 2004 était donc la suivante : les réserves d'eau étaient connues seulement par Hydro-Québec, la Régie et, on présume, par le ministère de Ressources naturelles. La surveillance de la Régie s'exerçait à huis clos. Des rumeurs circulaient à l'effet que les réservoirs étaient à sec, mais on affirmait au public que tout allait bien.

Cette situation devait changer rapidement lorsque le ministre des Ressources naturelles a demandé à la Régie de lui fournir un avis sur la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques. Le 18 février dernier, en citant « la nature exceptionnelle de la consultation publique » Hydro-Québec Production divulguait des informations historiques et courantes sur les apports hydrauliques et sa gestion de son parc de production qu'elle avait auparavant traitées comme confidentielles, tout en soulignant qu'elle l'avait fait « pour les seules fins de la présente consultation publique »¹.

Quelques jours plus tard, et sans commentaires, la Régie a rendu publique une version non élaguée du rapport produit pour elle en 1998 par les trois experts américains². Il devenait donc possible, pour la première fois depuis 1997, d'analyser la sécurité des approvisionnements électriques au Québec.

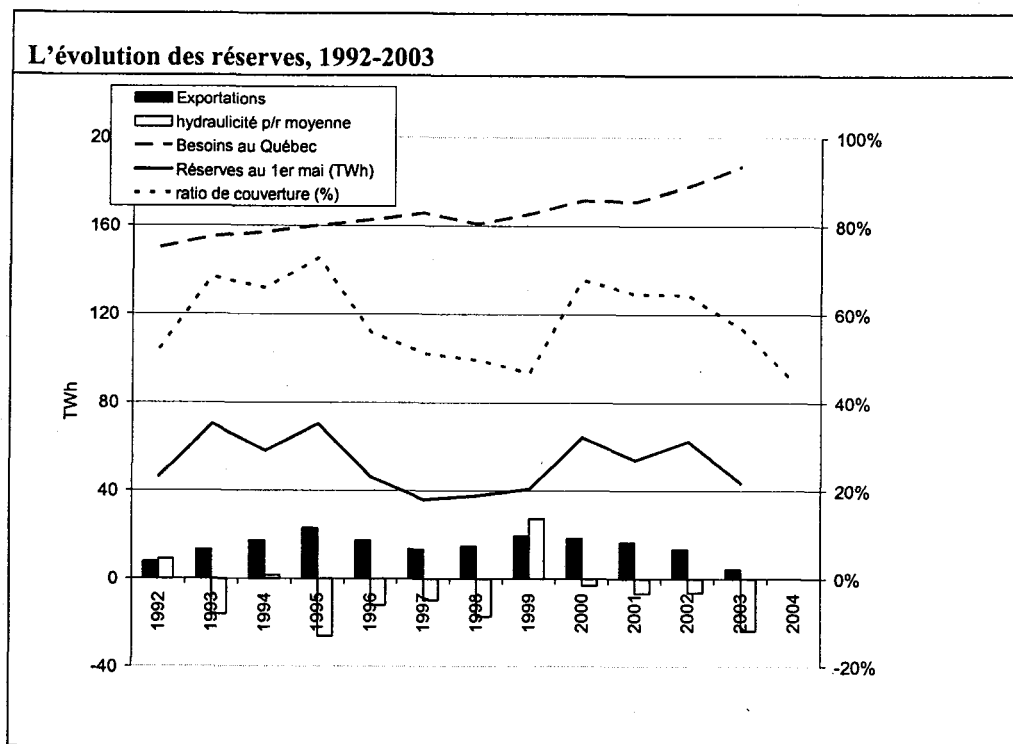
¹ R-3526-04, HQP-1, doc. 1, p. 2.

² Disponible maintenant sur le site de la Régie : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/SpecialReport_HQ_Confidential_18dec98.pdf.

2.2 La gestion des réserves

Dans les documents déposés devant la Régie dans le cadre de cette audience, HQ Production a qualifié la situation de ses réserves de « critique »³. Cette situation critique était de toute évidence un élément important dans la justification du projet Suroît, même si Hydro-Québec ne l'a jamais invoqué formellement à ce titre. Cela expliquerait tant la décision inattendue d'Hydro-Québec de dévoiler ses informations confidentielles dans le cadre de l'audience, que l'abandon du projet suite aux « pluies abondantes de 2004 »⁴.

C'est dans ce contexte que nous avons entamé une analyse rétrospective de l'évolution des réserves d'eau d'Hydro-Québec et une analyse prospective de la sécurité des approvisionnements qui en découlait. Les données rendues publiques par Hydro-Québec permettaient pour la première fois depuis 1997 de reconstruire en détail cet historique. Notre analyse rétrospective se résume dans le graphique suivant :



³ HQP-3, doc. RRSE, p. 32.

⁴ *Le secteur énergétique au Québec : Contexte, enjeux et questionnements*, p. 14.

Ce graphique présente pour chaque année :

- l'hydraulicité par rapport à la moyenne (barres pâles),
- les exportations (barres foncées),
- les besoins au Québec (tirets),
- les réserves au 1^{er} mai (ligne solide), tous en TWh ; ainsi que
- le ratio de couverture, en pourcentage (ligne pointillée). Il s'agit du ratio entre les réserves au 1^{er} janvier et les besoins pour les ventes fermes pour l'année.

On constate, sur ce graphique, qu'entre 1995 et 1998, quoique les apports hydrauliques étaient de loin en dessous de la moyenne, la société d'État a continué de faire des exportations significatives, et ce, malgré le fait que les réserves et le ratio de couverture continuaient de baisser.

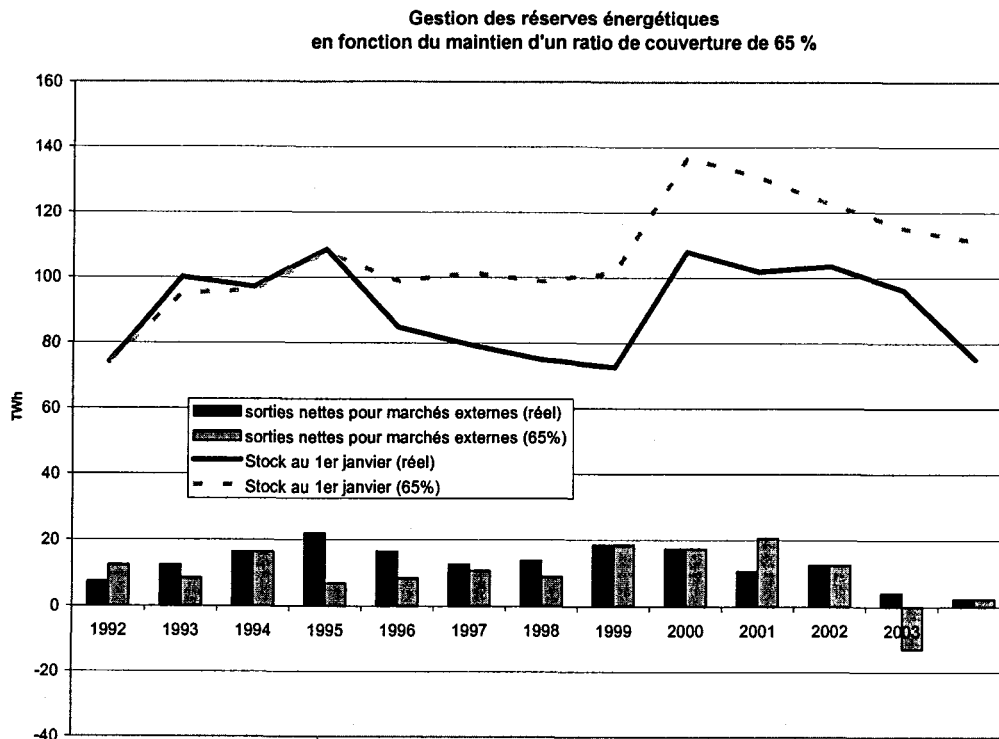
Hydro-Québec considère un ratio de couverture de 60 % comme étant adéquat pour maintenir la sécurité des approvisionnements. Notons que ce ratio était en dessous de 60 % non seulement en 2004, mais également entre 1996 et 1999.

En 1999, une très bonne hydraulicité a permis de réparer les dégâts, en faisant croître le ratio de couverture au dessus de 60 % pour la première fois depuis 1996. Ensuite, pendant quelques années, on voit des réserves plutôt stables malgré une hydraulicité légèrement en dessous de la moyenne. Cela signifie que le niveau d'exportations était cohérent avec le véritable surplus. Rappelons que, pendant toute cette période et encore aujourd'hui, Hydro-Québec affichait un surplus « théorique », c'est-à-dire une capacité de production (à hydraulicité moyenne) plus grande que les besoins qu'elle devait desservir. Même avec une hydraulicité en-deçà de la moyenne, la société d'État pouvait (et peut) continuer de faire des exportations d'électricité, sans compromettre sa fiabilité énergétique.

Toutefois, cette situation stable qui existait depuis 1999 a changé rapidement avec une année de très mauvaise hydraulicité en 2003, suffisante pour créer une situation « critique » au début de 2004.

Que peut-on apprendre de cette expérience en 2003 — où une seule année de très faible hydraulicité a provoqué une crise importante, même si, lors de l'année antérieure, les réserves étaient jugées adéquates ? Est-ce que cela démontre que le parc de production d'électricité est insuffisant pour rencontrer la demande québécoise avec une fiabilité adéquate ? Pas du tout. Cela démontre plutôt la fragilité du critère utilisé dans les dernières années par Hydro-Québec.

Le graphique suivant illustre comment la situation aurait été différente si Hydro-Québec avait utilisé un critère de sécurité plus exigeant, soit celui de maintenir un ratio de couverture de 65 %, au lieu de 60 %.



Ici, la ligne solide et les barres foncées représentent les stocks réels au 1^{er} janvier et les exportations nettes réelles, respectivement. La ligne pointillée et les barres grises indiquent ce qu'ils auraient été, si Hydro-Québec avait ajusté ses exportations chaque année pour maintenir un ratio de couverture de 65 %.

Notons qu'en 1994, 1999 et 2000, ce critère de sécurité aurait permis d'exporter exactement la même quantité d'énergie que celle qui a réellement été exportée. En 1992 et 2001, il aurait même permis des exportations additionnelles. Mais au cours des autres années, et notamment en 1995, 1996 et 2003, il aurait fallu réduire les exportations de façon importante pour maintenir ce ratio.

Si Hydro-Québec avait suivi une telle approche, elle aurait eu 36 TWh de plus dans ses réservoirs au 1^{er} janvier 2004, et un ratio de couverture de 65%, au lieu de 44 %. La situation ne serait donc pas devenue critique.

L'utilisation d'un critère de gestion plus exigeant aurait donc eu l'effet d'augmenter la sécurité des approvisionnements et ainsi la capacité d'Hydro-Québec à faire face à des situations extrêmes. À quel prix ? Les exportations cumulatives depuis 1991 auraient été réduites par environ 20 %. La

réduction des *revenus* reliés aux exportations aura pourtant été sensiblement moindre, étant donné les faibles prix obtenus pour les exportations pendant les années 90.

C'est sûr qu'en 1995, le fait de réduire les exportations par de 15 TWh aurait affecté les profits d'Hydro-Québec à la baisse — un résultat que son actionnaire n'aurait guère aimé, surtout dans une année référendaire. Par contre, les 36 TWh non exportés seraient demeurés un actif dans les réservoirs. Un actif qui ne paie pas des intérêts, certes, mais un actif tout de même.

En fait, étant donné l'écart important entre les prix de marché d'aujourd'hui et ceux de 1995, cet actif aurait une valeur accrue. Le prix moyen de vente pour les 24 TWh exportés en 1995 n'était que de 2,69 cents. Il ne fait aucun doute que les exportations additionnelles qui seraient possibles dans les années à venir, si nous avions ces 36 TWh de stocks additionnels, rapporteraient des sommes beaucoup plus élevées.

2.3 L'avis A-2004-01 de la Régie de l'énergie

L'avis émis par la Régie suite à ses audiences sur la sécurité des approvisionnements en électricité, fait quelques constats importants. Elle constate notamment que la moyenne historique cumulative des apports hydrauliques présente une tendance continue à la baisse. De plus, la moyenne mobile sur 10 ans reflète une grande variabilité, ayant été dans les dernières années jusqu'à 14 TWh en dessous de la valeur utilisée par HQ-Production pour les fins de sa planification. La Régie souligne également les préoccupations concernant le fait que la production du parc hydraulique pourrait être influencée négativement par les changements climatiques en cours, en faisant référence aux travaux du consortium Ouranos, entrepris avec l'appui et la participation d'Hydro-Québec.

Ainsi, la Régie constate que le critère de gestion des réservoirs actuellement utilisé par HQ Production (64 TWh sur deux ans) « ne permet pas de faire face à de telles situations de faibles hydraulicités prolongées ».

De plus, la Régie fait d'importants constats et recommandations à l'égard de la divulgation des informations sur les réserves énergétiques d'HQ Production. Ainsi, elle rejète les arguments de la société d'État sur la confidentialité de ces informations :

L'incertitude associée aux prévisions des apports et de la demande et le besoin de s'assurer de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité exigent une discussion ouverte sur les critères de fiabilité énergétique et sur la gestion des réserves. L'examen de l'état de ces réserves est d'intérêt public et la divulgation des renseignements concernant le niveau des réservoirs d'Hydro-Québec est requise.

La Régie considère que l'intérêt public milite en faveur du dévoilement de ces informations. Elle n'a pas été convaincue du préjudice commercial allégué par le Producteur. Par ailleurs, le sentiment de sécurité collectif, la transparence, tout comme l'efficacité des règles de marché doivent primer sur le secret commercial.

Cette analyse mène à la recommandation suivante :

La Régie recommande que les critères de fiabilité retenus et l'état des réserves pour assurer la sécurité des approvisionnements en électricité des Québécois soient soumis à un examen public sur une base régulière. Cet examen peut se faire à l'occasion de l'approbation des plans d'approvisionnement du Distributeur.

La Régie n'a pas précisé si elle croit déjà avoir toutes les compétences nécessaires pour faire un tel examen, ou si elle attend des instructions du gouvernement. Toutefois, il n'y a pas de doute que le fait qu'elle n'a pas de compétence sur la production constitue un empêchement majeur à cet égard.

2.4 La « marge de manœuvre »

Dans son avis d'expert, présenté devant cette Commission le 2 décembre dernier, M. Pierre Fortin conclut qu'il est urgent de porter la marge de manœuvre d'Hydro-Québec à 20 TWh pour maintenir la sécurité énergétique. Son analyse se base sur la probabilité de pouvoir couvrir, ou non, la demande québécoise.

Le niveau souhaitable de la marge de manœuvre dépend du degré d'assurance qu'on désire se donner contre le risque. Le calcul des probabilités établit qu'avec une marge de manœuvre de 10 TWh l'énergie dont dispose Hydro-Québec est insuffisante pour couvrir la demande québécoise une année sur trois. Il faut, en l'occurrence, recourir aux importations ou encaisser une baisse des niveaux d'eau sous la normale. Avec une marge de manœuvre de 20 TWh, par contre, l'insuffisance des disponibilités par rapport aux besoins se produit seulement une année sur six. L'assurance contre le risque est nettement meilleure. (page 2) (nous soulignons)

Cette analyse représente mal le rôle essentiel des réserves d'eau dans le fonctionnement d'un réseau hydroélectrique. L'incertitude des apports hydrauliques est un élément incontournable de cette filière. Le réseau d'Hydro-Québec est unique au monde, ou presque, dû entre autres à la grandeur de ses réservoirs, qui ont une capacité utile d'environ 171 TWh. Or, ce sont surtout les réserves d'eau qui fournissent la protection requise contre les années de faible hydraulité. Autrement dit, ce sont les réserves d'eau qui constituent la marge de manœuvre en temps réel.

Il est vrai que c'est le surplus de capacité de production, par rapport aux besoins, qui permet de constituer ce coussin. Toutefois, il est donc trompeur de suggérer qu'une année de faible

hydraulicité oblige Hydro-Québec à « encaisser une baisse des niveaux d'eau *sous la normale* ». Il n'y a pas un seul « niveau normal » — les niveaux varient sans cesse, devant être toujours suffisants pour répondre aux aléas prévisibles de l'hydraulicité sans remettre en question la sécurité des approvisionnements. En fait, il est tout à fait normal qu'au cours de certaines années les réserves baissent. La question est plutôt : est-ce que le fait que la marge de manœuvre soit limitée à 10 TWh remette nécessairement en question la sécurité des approvisionnements ?

La réponse est clairement négative. La sécurité des approvisionnements dépend surtout de la volonté de maintenir les réserves aux niveaux nécessaires, volonté qui peut être présente, ou non, peu importe le niveau de surplus de capacité de production.

En effet, les études détaillées publiées par Hydro-Québec en 1991 démontraient que le niveau voulu de sécurité, soit 98 %, pourrait être assuré avec un surplus planifié de 5 TWh. L'historique retracé par M. Fortin ne contredit aucunement ce constat. Si en 2003 la population du Québec était exposée à des risques d'insuffisance d'électricité pour les années subséquentes — et je pense que c'était le cas — ce n'est pas parce que le surplus planifié était inadéquat, mais parce que des quantités insuffisantes avaient été gardées en réserve pendant les années antérieures.

Pour bien comprendre le fonctionnement d'un réseau hydraulique face à la variabilité de l'hydraulicité, il est utile de procéder par étape. Commençons avec un réseau simple, sans interconnexions, où :

- au 1^{er} novembre de l'année 1, les réservoirs sont remplis à leur taux cible (disons autour de 70 %),
- la taille des réservoirs est suffisante, et
- la capacité théorique de production annuelle (la « productibilité »), calculée selon la véritable moyenne hydrologique, à long terme, est égale aux besoins (marge de manœuvre de zéro).

Alors, dans les années subséquentes, le niveau des stocks au 1^{er} novembre variera autour du taux cible, les besoins seront toujours comblés, et il n'y aura jamais de déversement. Notons qu'un tel système fonctionne même sans aucune interconnexion avec d'autres réseaux, si les réservoirs sont suffisamment grands.

Dans un deuxième temps, ajoutons des interconnexions avec les réseaux voisins. Notre réseau peut maintenant fonctionner avec des réservoirs plus petits. Lorsqu'un risque de déversement se présenterait, les surplus seraient alors vendus. Lorsque le taux de remplissage baisserait, on pourrait

avoir recours aux achats. En moyenne, sur plusieurs années, les exportations seraient égales aux importations. Et cela, toujours sans aucun surplus théorique (« marge de manœuvre »)⁵.

Maintenant, ajoutons un surplus théorique. Le fait d'avoir un excédent de productibilité par rapport aux besoins ajoute beaucoup de flexibilité. Il réduit le besoin de réserves dans une certaine mesure, étant donné que des apports en dessous de la moyenne sont néanmoins suffisants pour répondre aux besoins. De plus, il fait en sorte que, en moyenne, le réseau produit un surplus qui peut être vendu sur les marchés externes.

Est-ce que ces surplus nous garantissent un profit ? Seulement si le coût unitaire de la centrale à la marge — celle qui est ajoutée pour fournir le surplus — est moins élevé que le prix moyen obtenu sur les marchés externes. (Nous explorons cette question plus en détail dans la prochaine section.)

Comment, dans un système où les niveaux d'eau varient constamment en fonction des aléas de l'hydraulicité et de la demande, peut-on prendre des décisions éclairées sur les quantités d'énergie réellement disponibles pour l'exportation ?

⁵ Surplus théorique (ou surplus de capacité de production, ou surplus planifié) signifie l'excédent des apports hydrauliques moyens par rapport aux besoins. Autrement dit, c'est le surplus qui peut être exporté tout en maintenant les réserves à la fin de l'année au même niveau que celles du début de l'année, si les apports hydrauliques réels sont égaux à la moyenne historique.

Cela se fait par le biais d'un « *rule curve* », tel que suggéré par les experts retenus par la Régie en 1998, et par la Régie elle-même en 2002. Il se présente comme suit :

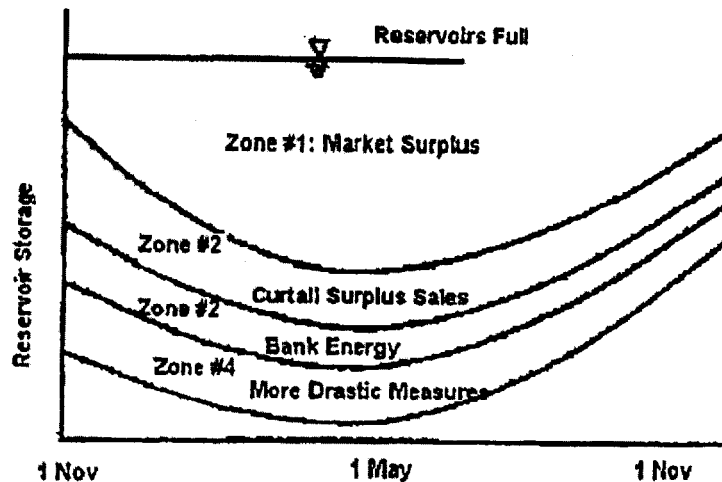


Figure 1
Reservoir System Storage Zones

Il s'agit donc d'un outil qui permet au gestionnaire de se situer dans le contexte saisonnier. Une fois calibré selon les paramètres de notre réseau, il permettrait de s'assurer que la sécurité des approvisionnements n'est pas remise en question par les pressions commerciales.

2.5 Conclusion

Comme les études d'Hydro-Québec le démontrent, une marge de manœuvre de 5 TWh est pleinement suffisante pour garantir la sécurité des approvisionnements, *si* la compagnie est diligente dans son engagement de maintenir une réserve adéquate d'eau pour répondre aux aléas de l'hydraulique. Sans cet engagement, la sécurité des approvisionnements ne peut être garantie, même avec une marge de manœuvre de 20 TWh.

Il est donc inexact d'associer la grandeur du surplus théorique (la dite « marge de manœuvre ») avec la sécurité des approvisionnements. Cette sécurité dépend de la gestion des réserves et surtout des choix, faits en temps réel, soit de vendre des surplus d'eau en exportations additionnelles, soit de les garder en réserves ou même d'acheter sur les marchés de gros.

Comme noté ci-dessus, le bien-fondé, ou non, du choix d'augmenter le surplus théorique dépend de l'analyse faite des coûts de développement de nouveaux projets hydroélectriques, d'une part, et des

estimations des prix futurs sur les marchés d'exportation, d'autre part. À cela, il faut ajouter un choix de société concernant la volonté d'accepter des torts aux écosystèmes québécois pour cette fin. Nous abordons ces deux questions dans les prochaines sections.

3 Les exportations d'électricité

Dans cette section, nous essayons de clarifier les enjeux reliés aux exportations d'électricité. Nous expliquerons d'abord les différents types d'exportation, et examinerons ensuite la question de leur rentabilité, passée et future. Nous toucherons également les enjeux environnementaux qu'elles soulèvent.

Nous devons cependant préciser que cette discussion s'applique uniquement à la filière hydroélectrique. La proposition de développer l'énergie éolienne pour l'exportation soulève toute une autre série de questions, qui malheureusement dépassent la portée de ce mémoire.

3.1 Les types d'exportation

La discussion des dernières années sur les exportations d'électricité a malheureusement été marquée par beaucoup de confusion. Pour aborder cette question de façon éclairée, nous devons d'abord distinguer entre des catégories très différentes de ventes hors réseau :

1. l'énergie excédentaire
2. les achats-reventes
3. le stockage
4. le devancement de construction pour fins d'exportation
5. la construction de centrales à vocation commerciale.

De prime abord, décrivons brièvement chacune de ces catégories.

L'énergie excédentaire. La mise en service de grandes centrales hydroélectriques construites pour répondre aux besoins québécois des années à venir crée inévitablement d'importants surplus de capacité de production. Ces surplus, qui peuvent durer plusieurs années, sont de l'énergie excédentaire. Dans la mesure où la décision de construire de tels projets est fondée, ces surplus sont inévitables et nécessaires. Bien qu'ils doivent être vendus au meilleur prix qu'on puisse obtenir, la question de rentabilité ne se pose pas ; en leur absence, la capacité excédentaire donnerait lieu à des déversements sans produire aucun revenu. Les exportations excédentaires étaient très importantes

dans les années 80 et, dans une moindre mesure, dans les années 90 après la mise en service de La Grande phase 2.

Les achats-reventes. De plus en plus, au cours des dernières années, suite à la restructuration des marchés énergétiques aux États-Unis, Hydro-Québec peut acheter de l'énergie pendant les périodes de bas prix pour la revendre plus tard à meilleur prix. Cette activité ne requiert aucun investissement additionnel et sa rentabilité est fonction simplement de l'écart entre les prix d'achat et de vente (en tenant compte de tous les coûts de transport et de transaction). Il s'agit d'une façon d'extraire une rente additionnelle des équipements construits pour d'autres fins⁶.

Le stockage ressemble beaucoup aux achats-reventes, mais avec une structure contractuelle différente. L'achat-revente est composé de deux transactions distinctes qui ne sont aucunement liées. Dans le stockage, l'énergie n'est pas achetée mais plutôt « empruntée ». Des modalités contractuelles déterminent à quel moment l'acheteur du service de stockage peut reprendre son énergie. Quoiqu'il y a quelques années on prévoyait beaucoup de transactions de ce type, dans les faits, l'achat-revente s'est avérée une transaction plus intéressante sur le plan commercial.

Le devancement. À la fin des années 80, le gouvernement de Robert Bourassa proposait de devancer la construction des centrales qui seraient éventuellement requises pour desservir la demande québécoise. La construction de ces centrales, dont notamment le projet Grande-Baleine, longtemps avant qu'elles ne soient requises devait permettre des exportations fermes à haut prix pendant de longues périodes, ce qui devait réduire le coût pour les québécois lorsque ces centrales seraient éventuellement nécessaires. La rentabilité d'un tel devancement était établie en comparant les revenus en exportation pendant la période où l'énergie ne serait pas requise au Québec versus le coût de devancement, c'est-à-dire le coût additionnel qui résulterait d'avoir construit la centrale dix ou vingt ans avant qu'elle ne soit requise. Soulignons que les revenus étaient connus (contrats à long terme signés) et que les coûts de devancement étaient significativement moindres que le coût total de construction.

⁶ En théorie, ces activités pourraient avoir un effet environnemental néfaste dû aux modifications des débits. Les importations réduisent la production requise par les centrales québécoises, par exemple pendant la nuit. Si l'ensemble des besoins québécois pendant ces périodes était fourni par le biais des importations, les centrales québécoises fermeraient leurs vannes et le débit en aval de ces centrales diminuerait drastiquement. De la même façon, l'arrêt des achats et la reprise des ventes créeraient une augmentation importante de débits. De telles modifications du régime hydrologique en aval des centrales pourraient avoir des effets néfastes sur les écosystèmes. Toutefois, il n'y a pas de raison particulière de croire que le niveau de ces ventes pratiquées actuellement ait un effet important sur l'environnement.

Centrale à vocation commerciale. Dans la foulée de la restructuration des marchés d'électricité en Amérique du nord, et surtout aux États-Unis, on a vu pour la première fois la construction d'un grand nombre de centrales pour lesquelles la production électrique n'était pas vendue à l'avance. Traditionnellement, dans le contexte des monopoles réglementés, la responsabilité de défrayer les coûts d'une nouvelle centrale restait sur les épaules des consommateurs réglementés. Plus tard, la en vertu de loi PURPA, les services publics achetaient en avance la totalité de la production d'une centrale indépendante, comme ce sera le cas avec la centrale de TransCanada Énergies à Bécancour, maintenant en construction. Encore une fois, l'énergie produite a déjà un acheteur, avant même que la centrale ne soit construite.

L'idée de construire une centrale pour vendre l'énergie sur le marché, sans aucun engagement d'un acheteur quelconque, est donc très récente. Connues en anglais sous le terme de *merchant plants*, ces centrales représentent un défi important à l'égard de la gestion de risque. Généralement, le coût de capital augmente de façon importante avec le niveau de risque. Quoiqu'il y ait toujours des risques lors du développement d'une centrale, le promoteur n'a jamais été appelé, jusqu'ici, à assumer les risques reliés aux prix futurs sur un marché volatil.

Déjà, dans les derniers cinq ans, on a vu l'ampleur de ces risques. Rappelons qu'en 2000 et 2001, les cours d'électricité montaient très rapidement, ce qui a donné lieu à une explosion de projets de centrales à vocation commerciale. La chute non prévue des prix d'électricité depuis 2002 a été catastrophique pour ces sociétés, dont un grand nombre sont actuellement en faillite. Il s'agit bien sûr de sociétés privées, qui devaient emprunter sur les marchés publics sans le bénéfice d'une garantie de l'État. Rappelons toutefois que ces projets se basaient surtout sur des centrales à cycle combiné, dont le coût en capital est drastiquement moins élevé que celui d'une grande centrale hydroélectrique.

En réalité, tous les projets développés ou proposés par HQ-Production depuis l'adoption de la Loi 116, dont les centrales de Toulouste, de Eastmain-1, et du Suroît, sont des centrales à vocation commerciale. Les risques reliés à ce type de projets n'ont cependant pas soulevé beaucoup de questionnement, sauf dans le cas du projet Suroît.

3.2 La rentabilité des exportations passées

Nous sommes maintenant en mesure de démêler, du moins un peu, le débat sur la rentabilité des exportations.

Les revenus de ventes hors Québec rapportés par Hydro-Québec peuvent normalement se distinguer entre les sorties nettes des réservoirs et les activités de courtage. Cette dernière catégorie inclut tant les achats-reventes, tels que décrits ci-dessus, que des transactions financières sur les marchés hors Québec qui ne comportent aucun transfert d'électricité à travers les interconnexions québécoises⁷. Jusqu'à récemment, les rapports annuels de la société d'État ne distinguaient pas ces catégories, ce qui rend toute analyse historique de la rentabilité nette des exportations hasardeuse. Qui plus est, le prix d'achat pour les activités de courtage n'est pas toujours rapporté de la même façon que le prix de vente, ce qui rend encore plus difficile toute généralisation sur les prix obtenus pour la vente de l'énergie produite au Québec.

À cela, il faut ajouter un autre élément confondant : la vente des réserves. Comme nous l'avons vu dans la section précédente, dans les années 90, Hydro-Québec a vendu sur les marchés externes à titre d'énergie excédentaire une certaine quantité d'énergie qui n'était en réalité pas excédentaire. Les réservoirs étant relativement peu remplis, le choix de garder cette eau au lieu de la turbiner pour les ventes externes n'aurait créé aucun risque de déversement ; il aurait par contre grandement augmenté la sécurité énergétique des québécois advenant des circonstances imprévues – comme celles qu'on a vu en 2003, par exemple. Autrement dit, les produits des ventes externes des années 90 incluent également des sommes qui résultent de la vente d'une partie des réserves de la société d'État, ce qui aurait tendance à fausser les calculs de rentabilité.

Il faut donc prendre avec un gros grain de sel les analyses qui essayent de démontrer la rentabilité des futures centrales à vocation commerciale sur la base de l'expérience vécue par le passé. Au contraire, on note que, depuis plusieurs années, le prix moyen obtenu par kWh varie inversement avec le volume des sorties nettes des réservoirs. Cela suggère qu'il y a plus de plus-value dans l'arbitrage des marchés avoisinants que dans la vente massive des kilowattheures produits au Québec.

3.3 La rentabilité des exportations futures

Plusieurs proposent d'axer la future politique énergétique du Québec sur le développement massif de nos ressources hydroélectriques pour les fins d'exportation. Certains invoquent l'image de

⁷ Cela est composé de transactions d'achat-revente par les filiales américaines d'Hydro-Québec dans les marchés en temps réel ainsi que des transactions financières sur les marchés à terme.

l'Alberta ou de l'Arabie saoudite. D'autres soutiennent qu'il faut simplement augmenter la marge de manœuvre d'HQ Production de 18 ou 20 TWh, ce qui mêle de façon inappropriée, selon l'analyse présentée ci-dessus, la proposition de développer des centrales pour les fins d'exportation avec la problématique de sécurité énergétique.

Cette dernière proposition s'appuie sur la rentabilité apparente des exportations passées. Or, la rentabilité d'un projet commercial se mesure en fonction des coûts unitaires du projet en question, et non pas en fonction des coûts globaux (moyens) de production. En 2004, pour la première fois depuis 1997, Hydro-Québec a dévoilé les coûts estimés de ses centrales existantes et de ses projets futurs. Les différences sont drastiques :

Centrale	Coût par kWh	\$ de l'année
Complexe La Grande ⁸	1,46¢	2005 ⁹
Toulousteuc	3,56¢	2005
EM-1	6,71¢	2007
Pérignonka	5,49¢	2008
Rapides-des-Coeurs	7,52¢	2008
EM-1A/détournement Rupert	3,36¢	2010
La Romaine	8,17¢	2015

Sources : R-3526-04, HQP-3, doc. 1, pages 44-45 ; Centrale de l'Eastmain-1-A et dérivation Rupert, Étude d'impact sur l'environnement, page 2-16.

Notons que les coûts de l'ensemble de ces projets, même Toulousteuc et EM-1A/Rupert, sont plus que le double des coûts du parc existant¹⁰. Cela dit, le coût de revient de EM-1 et des futurs projets hydrauliques sont de 400 à 500 % plus élevés. Ainsi, on voit disparaître le différentiel entre coût et prix de vente qui a jusqu'ici garanti une certaine rentabilité aux exportations de base. La situation se distingue donc nettement de celle de l'Alberta, où le différentiel entre le coût d'extraire un baril de pétrole et sa valeur sur le marché demeure très fort.

⁸ Coût moyen comptable de LG-1, Robert-Bourassa, LG-2A et EM-1.

⁹ À l'exception du Complexe La Grande, les coûts sont exprimés en dollars de l'année de mise en service.

¹⁰ Les coûts unitaires de Manic et Churchill sont encore plus bas que ceux du Complexe La Grande.

En fait, les coûts des nouveaux projets sont du même ordre de grandeur que ceux des centrales thermiques, qui déterminent les prix de marché auprès de nos voisins. Ce fait peut remettre en question la rentabilité même de ces développements.

Soulignons également que ces estimations de coûts comportent d'importantes incertitudes, notamment à l'égard des coûts de conception et de construction ainsi que des taux d'intérêts, qui jouent un rôle fondamental dans le coût unitaire d'un projet hydroélectrique.

Côté revenu, les inconnus sont aussi importants. Pour les projets avec une mise en service entre 2010 et 2020, la rentabilité dépendra des revenus obtenus d'ici 2040 ou 2050. Or, personne n'est capable de prévoir des conditions économiques à un tel horizon temporel. Même s'il semble évident que les prix des combustibles fossiles, et donc de l'électricité augmenteront sans cesse dans les prochaines années, les prévisionnistes continuent de parler de prix relativement stables en termes réels. Les prévisionnistes se trompent toujours, bien sûr – mais lesquels ?

En fait, nous sommes face à un des fondements du monde capitalistique : la construction des usines à haut coût en capital pour desservir des marchés volatils comporte toujours des risques réels. L'évaluation détaillée et soigneuse de ces risques – la vérification au préalable, ou *due diligence* – est nécessaire ; ensuite, les décisions doivent être prises en tenant compte du bilan des bénéfices et pertes potentiels, ainsi que de l'aversion pour le risque de l'investisseur. Il n'est pas évident que le contribuable québécois ait un grand appétit pour les investissements spéculatifs. Chose certaine, il serait imprudent de lui imposer de tels investissements sans permettre au préalable une analyse franche et transparente des risques.

3.4 Les enjeux environnementaux

Décider si des investissements massifs dans la production d'électricité pour la vente dans les marchés du Nord-Est seraient ou non une bonne affaire sur le plan financier est déjà une question bien difficile. À cela s'ajoute la problématique des coûts et des bénéfices environnementaux reliés à un tel projet.

Dans ce bref mémoire, nous ne pouvons que commencer à démêler les multiples questions qui se présentent à l'égard de ce sujet. Cette question a deux volets : les conséquences environnementales directement reliées aux aménagements et celles qui découlent de la fourniture de son énergie dans les régions qui consomment l'énergie exportée.

Passons rapidement sur le premier volet. On sait tous que le harnachement ou le détournement des grandes rivières causent d'importants impacts environnementaux, malgré les efforts d'atténuation. Au plan de la biodiversité, les milieux d'eau douce sont touchés par un taux d'extinction extrêmement élevé. Les processus existants d'évaluation environnementale sont bien organisés pour identifier ces conséquences, qui varient énormément selon le site du projet et sa conception ainsi que son régime d'exploitation. Ces processus ne sont par contre pas bien adaptés aux choix difficiles entre différentes façons de combler nos besoins énergétiques, et encore moins aux arbitrages (*tradeoffs*) intégrant à la fois des bénéfices importants mais incertains sur le plan financier et des pertes d'actifs naturels difficilement monétisables.

Il existe toutefois un cadre analytique bien développé pour faire ce type d'arbitrage, connu sous le vocable *planification intégrée de ressources*, ou PIR. C'était en fait l'approche retenue par l'Assemblée nationale dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*, telle qu'adoptée en 1996 (la Loi 50). Ce concept toutefois est disparu dans les modifications de la loi 116, tel qu'on l'explique plus loin.

L'estimation des conséquences environnementales sur les réseaux voisins requiert également de l'attention. On entend souvent que l'exportation de notre hydroélectricité déplace la production de l'électricité au charbon. Est-ce vrai ?

Dans la plupart des régions qui importent notre électricité, les prix sont fixés d'heure en heure selon un processus d'encan où le prix du dernier kilowattheure requis pour rencontrer la demande fixe le prix pour l'ensemble de l'énergie consommée au même moment. Or, les heures où les centrales à charbon, la filière du plus faible coût d'exploitation, sont à la marge sont nécessairement les heures de plus faible consommation et donc de plus faible prix.

Ainsi, si Hydro-Québec décide d'exporter pendant la nuit lorsque les prix sont à 3 ¢, ces exportations pourraient effectivement déplacer le charbon. Étant donné, toutefois, que l'objectif d'Hydro-Québec est de maximiser les revenus de ses exportations plutôt que de maximiser les bénéfices environnementaux qui en découlent, la plupart des exportations se font le jour, et surtout pendant les périodes de pointe. Ce sont précisément les heures où l'énergie à la marge est la plus chère qui sont favorisées par Hydro-Québec. Et quelle est la source d'électricité aux États-Unis ayant le coût d'exploitation le plus grand ? Le gaz naturel. On peut donc conclure que, à moins qu'Hydro-Québec ne doive vendre tellement d'énergie qu'elle doit le faire aux périodes de faible prix, ces ventes déplacent surtout la production à partir de gaz naturel.

Or, il est certain que l'électricité produite à partir du gaz naturel crée beaucoup plus de gaz à effet de serre que l'hydroélectricité. Ce différentiel est cependant beaucoup moins grand qu'il l'est pour le charbon.

Les exportations du Québec ont également un effet sur les prix auprès des réseaux voisins. Précisément à cause du mécanisme de l'encan précédemment décrit, l'ajout de milliers de mégawatts d'énergie pendant les heures de pointe à un effet non négligeable — à la baisse — sur les prix. Or, surtout dans les réseaux du nord-est où les efforts se font de plus en plus pour permettre au *demand response* de participer au marché d'électricité — c'est-à-dire permettre aux consommateurs qui diminuent leur consommation lors des heures de pointe de bénéficier des prix élevés — cette réduction de prix aura nécessairement un effet sur la demande. Ainsi, en réduisant la pression sur les prix pendant les heures de pointe, les réductions de la demande qui découleraient de ces prix élevés n'auraient pas lieu. Autrement dit, les exportations déplacent non seulement l'électricité produite au gaz naturel, mais également la réduction de la demande.

Ce même effet, vu ici d'une perspective horaire, se crée aussi sur un horizon temporel plus long. En réduisant les prix en pointe, nos exportations devront diminuer également les coûts évités utilisés pour les fins de conception de programmes d'efficacité énergétique. Surtout dans les régions qui ont transformé leurs réseaux électriques en fonction du principe de la concurrence, les lois économiques font en sorte que la réduction des coûts a tendance à promouvoir la consommation.

À cet égard, il est intéressant de noter que quelques études publiées récemment démontrent que le recours à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables aura un effet important sur les prix du gaz naturel aux États-Unis. En réduisant la demande en pointe, on contribue ainsi à réduire les prix de l'énergie aux États-Unis. Ce geste est sans doute très apprécié par nos voisins du Sud, mais il est difficile de prétendre qu'il crée en soi des bénéfices environnementaux.

Pour résumer : il n'y a pas de doute que les exportations additionnelles d'hydroélectricité impliquent une certaine réduction nette des émissions de gaz à effet de serre. En même temps, dans la mesure où elles se font à partir de nouvelles centrales, elles augmentent le coût environnemental supporté par les cours d'eau et les écosystèmes québécois. Malgré l'exception due au caractère mondial de l'effet de serre, on ne peut échapper à la règle qui veut qu'une exportation d'électricité crée une importation équivalente des externalités reliées à la production d'électricité.

La richesse de nos ressources d'eau douce crée également une obligation de la protéger. Les grandes rivières sauvages du Québec constitue une richesse extraordinaire qui fait partie aussi du patrimoine de l'humanité. Ainsi, les débats touchant l'harnachement de grandes rivières nordiques

débordent nécessairement de la simple question de la rentabilité. Nous partageons cette problématique — de trouver le juste équilibre entre la préservation des sites uniques et le droit d'un pays de se développer — avec plusieurs autres pays, et elle n'est jamais simple.

L'absence d'un forum serein où la société québécoise peut débattre de ces questions épineuses touchant la production d'électricité constitue, pour nous, un empêchement majeur au sain développement de notre politique énergétique. Nous revenons sur cette question dans la dernière section de ce mémoire.

4 L'électricité patrimoniale

Dans les derniers mois, plusieurs ont proposé de mettre fin à l'obligation pour HQ Production de fournir l'électricité patrimoniale au Distributeur. Étant donné que le présent processus représente la première consultation publique sur l'énergie depuis que ce concept a été introduit en 2000, il est important d'en parler.

4.1 La structure actuelle

Le concept d'électricité patrimoniale est le fruit d'une réflexion sur le problème suivant : comment adapter la structure de l'industrie électrique québécoise au modèle concurrentiel qui est en train de s'implanter autour de nous, sans pour autant faire une restructuration en profondeur au Québec. Déjà en 1997, le Centre Hélios a publié une réflexion approfondie sur la forme qu'une telle restructuration pourrait prendre. Dans notre ouvrage, *Ouverture des marchés de l'électricité au Québec : Options, impératifs d'une réelle concurrence et conséquences pour les prix*, nous avons conclu que la nature du parc hydraulique d'Hydro-Québec rendait presque impossible une transition vers un marché concurrentiel de l'électricité, tel que vécu chez nos voisins américains et (maintenant) ontarien. La taille des installations de La Grande, Churchill et Manic garantissait que la part de marché de leur propriétaire serait tellement grande que tout marché qui les inclurait ne pourrait pas être réellement concurrentiel. Sans conditions de marché réellement concurrentielles, la réglementation des prix demeure nécessaire pour éviter des abus monopolistiques.

Dans notre étude, cependant, nous soulignons qu'il serait possible de cheminer vers un marché concurrentiel d'électricité au Québec, à condition que ces trois mégaprojets y seraient exclus. Pour ce faire, il serait nécessaire de donner le contrôle exclusif de ces équipements au Distributeur. Étant donné que les coûts comptables de ces trois projets sont beaucoup plus bas que ceux des autres sources de production, ce même geste aurait l'effet de garantir à la population québécoise le

bénéfice économique de ces équipements, qui avaient été construits pour répondre à leurs besoins et dont le financement avait été rendu possible par leurs garanties en tant que contribuable et consommateur d'électricité. Par le même fait, on s'assurerait que le propriétaire de ces installations ne bénéficiait pas d'un vaste profit inattendu et aléatoire (un *windfall profit*) par le simple fait de revendre cette énergie sur un marché plus dispendieux.

Plus tard, durant la longue période après l'émission de l'avis A-98-01 de la Régie, lorsque le gouvernement de Lucien Bouchard essayait de trouver une solution qui répondait au désir d'Hydro-Québec d'éviter la réglementation de ses activités de production, plusieurs des experts consultés par le ministère ont également recommandé l'utilisation d'un mécanisme comme l'électricité patrimoniale pour protéger le consommateur québécois contre les prix de marché dans les réseaux avoisinants. Notamment, le professeur Mark Jaccard, l'ancien président de la British Columbia Utilities Commission, a recommandé l'établissement d'un « Hydro-Québec Entitlement Contract » basé sur le coût de service qui serait fixé par la Régie de l'énergie¹¹.

Or, la solution retenue dans la *Loi 116* est basée sur cette notion d'électricité patrimoniale, dont le but ultime est de s'assurer que les consommateurs québécois puissent continuer de bénéficier des bas coûts de l'énergie produite par les anciennes centrales hydroélectriques. Plus particulièrement, cette loi garantit au Distributeur l'accès à jusqu'à 165 TWh par année, à un prix de 2,79 cents le kilowattheure.

Comment le Législateur a-t-il choisi ce prix ? On ne le sait pas. On sait cependant que, selon l'étude de Merrill Lynch qui justifiait le projet de loi 116, ce tarif devait générer un rendement sur l'avoir propre de 18 %, un chiffre nettement au-delà du rendement d'Hydro-Québec à l'époque¹². Autrement dit, il excède nettement les coûts de production.

Au-delà du prix, les détails de la mise en œuvre du concept de l'électricité patrimoniale sont également peu connus.

¹¹ Mark Jaccard et Trent Berry, *Confidential Proposals for Establishing the Price of Existing Hydro-Québec Supply to Quebec Consumers and for Creating Competition for New Wholesale Supplies*, March 12, 1999.

¹² Merrill Lynch, *The Quebec Electricity Supply Rate and Options for the Introduction of Competition in Electricity Production*, January 14, 2000, p. 26.

- Quoique le 165 TWh soit supposé représenter la production du parc de production actuelle (en 2000) d'Hydro-Québec, il ne fait référence à aucune centrale. Il s'agit simplement d'une obligation de fournir une quantité d'énergie, peu importe sa source.
- Pour ses besoins au-delà de 165 TWh, le Distributeur doit procéder par appels d'offres, dans le but, apparemment, de promouvoir le développement d'un secteur indépendant de production d'électricité au Québec.
- HQ Production est libre de participer à ces appels d'offres, même avec de l'énergie produite par des centrales existantes. Ainsi, suite au premier appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution, 600 MW de l'électricité post-patrimoniale contractée pour la période commençant en 2007 viendrait des centrales LG-1 et Robert-Bourassa (LG-2). Le prix facturé au consommateur québécois pour cette « nouvelle » énergie est de 5,5 ¢ le kWh pour l'énergie de base et 7,4 ¢ le kWh pour l'énergie modulable, soit plusieurs fois plus élevé que son coût de production.
- Étant donné que cette énergie ne pourra plus contribuer à fournir de l'électricité patrimoniale, HQ Production devra la remplacer par d'autres énergies, qu'elles soient produites au Québec ou importées. Le choix de ces ressources relève d'Hydro-Québec seule.
- L'accès du Distributeur à l'énergie patrimoniale est limité aux puissances horaires détaillées dans le décret 1277-2001, *Concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*. Ce décret précise que le Distributeur aura droit, à ce titre, à 34 342 MW pendant une heure, à 34 018 MW, et ainsi de suite, pour chacun des 8760 heures de l'année (non bissextile¹³). Cette courbe de puissances n'est justifiée ni expliquée nulle part.
- Il appartient au Distributeur de décider dans quel ordre il utilisera ces 8760 puissances horaires dans l'année. Aujourd'hui, quatre ans et demi après l'adoption de la loi 116 et après de nombreuses heures de discussions sur ce sujet devant la Régie, il n'est pas encore clair quand et comment le Distributeur affectera ces « bâtonnets », ni comment il décidera combien d'énergie non patrimoniale il aura besoin pour une heure donnée.

¹³ Dans un rare geste de générosité, chaque 29 février, le Distributeur peut prendre des puissances à volonté. Le volume annuel de 165 TWh n'est cependant pas ajusté pour tenir compte des années de 366 jours.

- Étant donné la nature du réseau québécois, il semble inévitable qu'HQ Production sera appelé à répondre en temps réel à l'ensemble des besoins québécois, soustraction faite des puissances achetées d'autres sources. Combien le Distributeur payera-t-il pour l'énergie non patrimoniale d'HQ Production qu'il utilise ? Cela dépendra d'une « convention cadre » entre les deux divisions d'Hydro-Québec qui sont, semble-t-il, en négociation depuis 2001. Hydro-Québec Production n'a aucune obligation juridique de fournir cette énergie, qui est cependant nécessaire pour le fonctionnement du réseau. HQ Distribution n'a pas d'autre choix que de l'acheter, mais à quel prix ?

Nous constatons ainsi que la façon dont la notion d'un contrat patrimonial est mise en œuvre dans le régime actuel est complexe et méconnue. Malheureusement, les débats sur le projet de loi 116 — qui se limitaient surtout à une confrontation féroce entre la volonté inébranlable du gouvernement péquiste de déréglementer la production d'électricité et l'insistance ferme de l'opposition libérale à la maintenir réglementée — n'ont jamais permis de réflexion sereine sur les modalités précises, hautement technique, contenue dans cette loi et ses règlements.

4.2 Le cas de la Colombie-Britannique

Il nous semble essentiel, dans le cadre du processus de réexamen de la politique énergétique québécoise qui commence avec cette consultation publique, que le cadre législatif et réglementaire créé par la loi 116 soit révisé en détail. Pour éclairer ce débat, nous croyons que l'étude du cas de la Colombie-Britannique est instructive.

Dans le cadre de sa politique énergétique adoptée par le nouveau gouvernement en 2002¹⁴, la Colombie-Britannique a décidé d'instaurer un régime d'électricité patrimoniale, en faisant référence directement au « modèle québécois ». Or, à plusieurs reprises, il y a eu une influence mutuelle entre ces deux provinces, ce qui est fort logique, étant donné la similarité entre leurs réseaux électriques. Déjà en 1994, j'étais mandaté par le Ministère de Ressources naturelles pour produire un rapport sur la réglementation de l'électricité en C.-B. et notamment leur utilisation de la planification intégrée des ressources. Ce rapport faisait partie des documents de réflexion du Débat public sur l'énergie de 1995. Mark Jaccard, alors président de la BCUC, était consulté à plusieurs reprises par le ministère et la *Loi 50*, adoptée en 1996, montrait une influence claire de cette province de l'ouest.

¹⁴ Government of British Columbia, *Energy for Our Future: a Plan for BC*, 2002.

Il était donc surprenant de voir la C.-B. s'intéresser soudain au « modèle québécois ». Toutefois, un examen détaillé de l'approche retenue en Colombie-Britannique démontre qu'il existe de très grandes différences entre la notion d'électricité patrimoniale que cette province a adoptée et celle contenue dans la loi 116.

Premièrement, quoique notre Législateur, aidé par l'exécutif, édictait son volume, son prix et ses conditions, le gouvernement de la C.-B. exigeait que le BCUC tienne audience pour fixer ces paramètres critiques. Dans le cadre de cette audience, B.C. Hydro a fait une proposition qui a été bien accueillie par le régulateur et par les intervenants. Comparons rapidement ses grandes lignes avec notre « modèle » :

Québec	Colombie-Britannique
Le contrat patrimonial représente un volume d'énergie, sans la désignation de ressources.	Ressources patrimoniales désignées, soit le parc de production existant.
Le contrat patrimonial limite les bénéfices du réseau existant aux consommateurs réglementés au strict minimum, en excluant les ventes excédentaires, le stockage et le contrôle sur le profil de production, qui sont laissés à HQ Production.	Intention explicite d'accorder l'ensemble de la valeur des ressources existantes aux consommateurs réglementés.
Volume patrimonial fixé à 165 TWh, soit moins que la productibilité du parc de production à hydraulicité normale.	Volume patrimonial égal à la production du réseau existant à hydraulicité normale.
Prix de l'électricité patrimoniale fixé par la loi à 2,79¢/kWh.	Prix de l'électricité patrimoniale fixé par le régulateur, en fonction des coûts réels de production.
Profil de l'électricité patrimoniale fixé par règlement; mise en application (« bâtonnets ») complexe.	Profil des livraisons en fonction de celui de la demande, sans limitation externe.
Intérêts d'HQ Production et de son actionnaire en conflit avec ceux d'HQ Distribution et ses clients.	Alignement des intérêts de B.C. Hydro, de sa filiale Powerex et de la clientèle.
Bénéfices d'exportation appartiennent uniquement à l'actionnaire.	Partage des bénéfices des exportations entre l'actionnaire et la clientèle.
Toutes les transactions sur les marchés externes se font pour le compte d'HQ Production.	Allocation des transactions entre Powerex et B.C. Hydro : les importations à plus faible prix et les exportations à plus fort prix sont au compte de la clientèle.
Séparation fonctionnelle entre transport et production, et entre distribution et production.	Coopération étroite entre Distribution, Production et Marketing (Powerex). Séparation fonctionnelle seulement à l'égard de transport.

On voit donc que la notion d'un contrat patrimonial, tel qu'adopté en C.-B., est très différente de la nôtre. Elle bénéficie d'une grande simplicité et de transparence, à l'inverse de notre modèle.

Surtout, elle donne l'emphase sur les droits acquis des consommateurs, à l'opposé du modèle québécois, qui retient la plupart des avantages du réseau existant pour le bénéfice de l'actionnaire.

Toutefois, plusieurs suggèrent maintenant que c'était une erreur de donner aux consommateurs québécois même les bénéfices limités qui découlent de notre contrat patrimonial. Dans la prochaine section, nous examinerons ces arguments.

4.3 Les propositions d'abolir le contrat patrimonial

Deux raisons principales ont été avancées pour défendre la notion d'abolir le contrat patrimonial :

- il s'agit d'une subvention non justifiée, et
- il décourage l'efficacité énergétique.

Examinons ces deux arguments un par un.

4.3.1 Une subvention inappropriée

Au moins deux des experts convoqués par la Commission considèrent le contrat patrimonial comme une subvention :

L'écart entre le prix moyen de l'électricité à l'exportation et le tarif moyen en vigueur au Québec permet de calculer l'importance de la subvention qu'ont reçue les consommateurs québécois du fait qu'ils ont payé leur électricité beaucoup moins cher qu'au sud. (Fortin, p. 6) (nous soulignons)

À l'heure actuelle, le prix de fourniture du bloc patrimonial est inférieur d'au moins 3 ¢ le kWh au prix du marché. Cet écart totalise donc un montant de 5 milliards de dollars par année qui vient directement subventionner la consommation d'électricité ... (Carpentier, p. 16) (nous soulignons)

S'agit-il vraiment d'une subvention ? Selon le *Petit Robert*, une subvention est une :

Aide que l'État ... accorde à un groupement [ou] une personne.

Or, il s'agit bien sûr d'une aide au-delà des bénéfices auquel la personne en question a droit. Personne ne suggère qu'il s'agit d'une subvention quand l'État nous retourne l'excédent des impôts retenus pendant l'année. Or, les tarifs d'électricité constituent-ils vraiment une subvention ?

Considérons la situation d'une personne qui a construit un cottage sur le Plateau Mont-Royal dans les années 60. Son hypothèque étant payée, ses coûts d'occupation sont faibles — taxes et entretien, pour environ \$300 par mois. En même temps, la valeur marchande de son logement a augmenté sans cesse, au point qu'elle pourrait facilement le louer 2 000 \$ par mois.

Est-ce que les lois du marché obligent cette personne à vendre sa maison, ou à la louer pour vivre ailleurs ? Pas du tout. Certes, il peut le faire. Mais, s'il décide tout simplement de rester où il est, bénéficie-t-il d'une subvention ? Il est clair que non. Il profite tout simplement de son bon investissement.

De la même façon, le fait que la société québécoise profite de ses bonnes décisions passées sous forme de sources d'énergie de bas coût ne signifie aucunement que subvention il y a.

En fait, cette notion de subvention est indicatrice d'une confusion à l'égard de la nature d'une compagnie d'électricité publique ou réglementée. Si le complexe La Grande avait été aménagé par une société privée et non réglementée, il verrait sans doute le différentiel entre ses coûts de revient et la valeur de marché de l'énergie qu'il produit comme sa marge bénéficiaire. Si un gouvernement l'obligeait à le retourner aux consommateurs sous la forme d'un contrat patrimonial, il protesterait vigoureusement contre cette subvention forcée.

Imaginons par contre qu'il aurait été construit par un gouvernement municipal, à seule fin de desservir les besoins énergétiques de ses citoyens. Dans ce cas, il serait tout à fait normal que ces citoyens continuent de bénéficier des bas coûts unitaires. C'est par ailleurs le cas de la ville de Sherbrooke ainsi que de nombreuses municipalités américaines, notamment dans le Nord-Ouest.

En fait, ce serait la même situation si le complexe La Grande avait été construit par une compagnie d'électricité privée mais réglementée. Selon le fameux « contrat réglementaire », ce sont les consommateurs qui portent la responsabilité pour l'ensemble des coûts (incluant un rendement raisonnable). Dans un tel régime, presque universel en Amérique de nord jusqu'à très récemment, ce sont les consommateurs et non pas la compagnie d'électricité qui assumaient la plupart des risques. C'était précisément parce qu'ils étaient isolés de ces risques et garantis d'un rendement raisonnable que les services publics ont pu financer la construction des centrales à des taux raisonnables. Étant donné que ce sont les consommateurs qui supportaient les risques, les bénéfices qui en résultent, lorsque le coût unitaire de production est moindre que la valeur marchande de l'énergie produite, leur appartiennent aussi. C'est selon cette logique que les services publics se sont réglementés traditionnellement selon la base de leurs coûts.

En fait, le modèle d'une société privée qui développe des centrales selon un modèle strictement capitaliste — en portant l'ensemble des risques et en bénéficiant de tout profit qu'elle peut en tirer — n'a jamais existé avant la restructuration des marchés d'électricité. Dû à la grande difficulté éprouvée par des sociétés qui essayent de financer des projets de production sans la protection d'un « contrat réglementaire », de plus en plus de juridictions sont en train de redécouvrir les bénéfices de l'ancienne approche.

Ainsi, il n'y a aucune subvention lorsque les consommateurs québécois achètent l'énergie produite par les vieilles centrales hydroélectriques au prix coûtant. Même si la société d'État aura maintenant une « vocation commerciale », au moment où les centrales de Manic, de Churchill et de la Baie James ont été construites, elle était un service public étatique dans le sens traditionnel — avec la mission de desservir les québécois à moindre coût. C'est donc le consommateur québécois qui a pris l'ensemble des risques reliés à ces projets. Il est ainsi tout à fait normal que ces consommateurs aient accès à la production de ces centrales au prix coûtant.

Cela dit, on peut imaginer des raisons qui nous mèneront à modifier notre politique tarifaire, comme par exemple le désir de promouvoir l'efficacité dans l'utilisation de cette énergie. On traite de cette question dans la prochaine section.

4.3.2 Un empêchement à l'efficacité énergétique

Un autre argument soulevé à l'encontre du contrat patrimonial est son effet dissuasif à l'égard de l'efficacité énergétique.

Il va de soi que des tarifs élevés créent plus d'incitatif à la conservation et à l'efficacité que des tarifs bas. Il importe de souligner, cependant, que l'électricité est un produit dont la demande est particulièrement inélastique, c'est-à-dire qu'un très grand changement de prix est requis avant que la demande ne le reflète. De plus, il est vrai, notamment à l'égard du chauffage des espaces de location, que les mesures qui permettraient de mieux réduire la consommation énergétique doivent être prises par le propriétaire qui n'a aucun incitatif pour le faire, peu importe le niveau des prix.

Plusieurs soulignent avec raison que, si le gaz naturel est devenu la source à la marge pour la production d'électricité, il ne fait aucun sens de promouvoir le chauffage électrique. Mais la conversion au chauffage central des immeubles construit avec des plinthes électriques requiert des rénovations majeures et coûteuses. Il est difficile d'imaginer comment cela peut se faire à courte échéance pour une grande proportion des immeubles existants.

Il est curieux de noter comment, dans les autres régions où les tarifs d'électricité sont bas, de grandes ressources politiques sont mobilisées pour se protéger contre l'influence des marchés voisins à plus haut prix. Pourquoi, au Québec, serait-on si pressés d'abandonner les avantages économiques qui les accompagnent ? L'explication est sans doute reliée au fait qu'Hydro-Québec est une société d'État. Si Hydro-Québec avait été déjà privatisée, il est peu probable que l'on réclamerait des augmentations de tarifs de la même façon.

La question est donc intimement reliée à celle des impôts. Serait-il souhaitable de taxer la consommation d'électricité par le biais de tarifs plus élevés, plutôt que les revenus ? Peut-être. Mais, en mettant de côté des questions sur l'acceptabilité et la légalité des taxes indirectes, on doit s'interroger sur les conséquences réelles d'un tel transfert du fardeau fiscal. Comme tout autre modification du régime fiscal, il créerait des gagnants et des perdants. Qui seront-ils ?

Pour regarder un seul exemple, comparons deux logements de 5 ½ à Montréal : le condo d'un jeune avocat à Outremont, et le logement d'une famille de revenu modeste avec deux enfants dans Hochelaga-Maisonneuve. Les deux logements peuvent avoir la même superficie, mais celui d'Hochelaga aura une consommation énergétique beaucoup plus grande (manque d'isolation, portes et fenêtres de mauvaise qualité, utilisation de beaucoup plus d'eau chaude). Toute augmentation des tarifs d'électricité affecterait donc la famille d'Hochelaga beaucoup plus que l'avocat d'Outremont — surtout si ce dernier chauffe au gaz. Néanmoins, malgré ce signal de prix, le propriétaire du bâtiment d'Hochelaga n'aurait aucun intérêt à améliorer sa performance énergétique, parce qu'il n'en paie pas la facture.

Côté réduction d'impôts, par contre, c'est l'avocat qui bénéficierait le plus, ses revenus et son taux d'imposition étant beaucoup plus élevés.

L'élimination du contrat patrimonial aurait donc un effet très bénéfique pour l'avocat d'Outremont, et très néfaste pour la famille d'Hochelaga. Ce petit exemple démontre que le transfert du fardeau fiscal des impôts vers les tarifs d'électricité pourrait être lourd de conséquences — surtout pour la grande partie de la population qui n'a pas vraiment d'autre choix que de continuer à se chauffer à l'électricité.

L'importance d'une réforme fiscale favorisant le développement durable a longtemps été reconnue. Le programme d'écologisation de la fiscalité de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie n'est qu'un exemple des études poussées en ce sens. Il s'agit néanmoins d'une question complexe qui doit être abordée avec toute la rigueur habituellement appliqué aux questions fiscales. Quoique l'abolition du contrat patrimonial puisse paraître à première vue comme une solution facile

au défi de la fiscalité, il n'en est rien — surtout à cause des grands problèmes d'équité qu'elle créerait.

Comment alors favoriser l'efficacité énergétique, tout en permettant aux consommateurs de bénéficier des bas coûts de production du parc existant d'Hydro-Québec, comme le veut le célèbre « pacte social » ? En fait, la réforme des structures tarifaires offre des opportunités majeures d'augmenter des incitatifs à l'efficacité énergétique. Nous nous limitons ici à en citer quelques-uns :

- l'utilisation des blocs d'énergie à des prix croissants. À l'heure actuelle, une telle structure se trouve seulement dans les tarifs résidentiels, et le différentiel entre le prix des deux blocs est très limité. Il s'agit d'un mécanisme qui permet d'offrir un signal de prix qui reflète les véritables coûts à la marge, sans pour autant créer un *windfall profit* pour le service public. L'implantation de cette structure pour les autres classes tarifaires créerait un important incitatif économique pour l'efficacité énergétique, surtout si la différence de prix entre les blocs est importante. Même pour le résidentiel, il y a lieu d'augmenter la différence entre les blocs, toujours en s'assurant que la modification ne crée pas un transfert des coûts entre groupes de consommateurs ;
- une tarification distincte pour ceux qui chauffent à l'électricité. Le profil de consommation pour ceux qui chauffent à l'électricité étant très différent de celui pour ceux qui ne le font pas, la tarification pourrait être structurée de façon différente, comme elle l'est dans plusieurs juridictions. Une tarification distincte permettrait d'envoyer des bons signaux de prix dans les deux cas, tout en respectant l'obligation sociale à l'égard de consommateurs qui sont devenus captifs au chauffage électrique grâce aux politiques antérieures ;
- une tarification différenciée dans le temps. Sans l'imposer de façon universelle, ce qui impliquerait un investissement très important en appareils de mesure, il y a lieu d'offrir cette option aux consommateurs qui sont prêts à l'utiliser.

Un autre élément de solution essentiel est du leadership gouvernemental dans la lutte contre le gaspillage d'énergie. Il s'agit d'approcher la population non comme consommateur mais comme citoyen. Toutes les personnes dans cette salle savent, on l'espère, que la consommation de l'énergie crée des coûts à la société au-delà des coûts monétaires supportés par celui qui la consomme, mais ce message n'a jamais été véhiculé auprès du public.

Ici comme ailleurs, on a pu observer à plusieurs reprises que, lorsque les citoyens sont appelé à conserver pour le bien commun, ils le font avec enthousiasme. Mais il faut un engagement important et soutenu, de la part non seulement des services publics, mais également du gouvernement.

À cet égard, le gouvernement pourrait faire preuve du leadership, par exemple en s'engageant à réduire significativement la consommation énergétique de ses véhicules et de ses bâtiments. Ainsi, il pourrait démontrer par ses gestes que l'augmentation de l'efficacité dans notre consommation énergétique et la réduction du gaspillage sont dans l'intérêt national — que l'épargne d'un kilowattheure gaspillé est bonne pour le climat, pour nos rivières et pour l'économie.

5 Le cadre réglementaire et le rôle du public

Dans son avis sur le Suroît, la Régie a fait état d'un « constat de déficience ... presque unanime » à l'égard de la pertinence du cadre réglementaire actuel, en soulignant que « la critique publique du cadre réglementaire est si vive qu'il est impossible de passer la question sous silence ».

Encore une fois, faisons un petit rappel historique.

Jusqu'à la fin des années 80, Hydro-Québec publiait chaque année un Plan de développement dans lequel elle présentait et justifiait ses investissements projetés, notamment à l'égard de la production d'électricité.

En 1990, le gouvernement de Robert Bourassa adoptait un décret qui changeait la périodicité des Plans de développement à trois ans et qui exigeait qu'Hydro-Québec entame un large processus de consultation publique dans le cadre de la préparation du Plan. La première consultation a eu lieu en 1991 et 1992, menant au Plan de développement 1993.

En 1994, Hydro-Québec débutait un nouveau processus de consultation, devant mener au Plan de développement 1996. En 1995, toutefois la préparation de ce Plan a été suspendue, en attendant les résultats du Débat public sur l'énergie, lancé par le gouvernement Parizeau au début de 1995.

Le rapport unanime du Débat public, publié en mars 1996, proposait des changements majeurs dans les processus décisionnels en matière énergétique, surtout la création de la Régie de l'énergie, qui aura un pouvoir décisionnel sur l'ensemble des activités de production, de transport et de distribution d'Hydro-Québec. Les travaux de préparation du Plan de développement 1996, dont le processus de consultation publique, n'ont jamais été repris, étant donné que la nouvelle *Loi sur la*

Régie de l'énergie, adoptée en décembre 1996, prévoyait un processus de planification intégrée des ressources, sujet à l'approbation de la Régie. Le processus *consultatif* établi par le décret de 1990 fut ainsi remplacé par un régime de *participation à la prise de décision*.

Ce régime n'est cependant jamais devenu opérationnel. L'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la loi 50) fut mis en vigueur, mais il ne pouvait trouver application avant l'adoption par la Régie, avec l'approbation du gouvernement, d'un règlement prévu à l'article 114, al. 1, 7^o. La Régie a mis en place un comité consultatif pour l'élaboration d'un projet de règlement, qui a été déposé en 1998. Après, cependant, rien ne s'est passé. Selon les rumeurs, Hydro-Québec bloquait le projet de règlement parce qu'il proposait d'étudier des plans de ressources composés de projets concrets et non seulement des ressources génériques. Fait incontournable : entre la mise en vigueur de l'art. 72 et la modification en profondeur de l'article par la loi 116, déposée en mai 2000, aucun règlement permettant son application n'a été adopté, et aucun processus de planification n'a été entamé.

Les années 90 ont donc vu une croissance marquée du rôle du public dans la prise de décision à l'égard de l'électricité, et notamment à l'égard de sa production. Cette évolution a été brusquement stoppée, premièrement avec la non approbation du règlement concernant la planification intégrée de ressources de la Régie et ensuite par l'adoption de la loi 116. Le rôle du public est encore plus faible qu'il l'était *avant* le Débat public sur l'énergie. En fait, la présente situation ressemble plutôt à celle qui prévalait avant l'adoption du décret de 1990, où le public était entièrement exclu du processus décisionnel.

La loi 116 a pris comme hypothèse que, dans le monde moderne où l'électricité est une commodité qui se transige sur des marchés concurrentiels, sa production est devenue une activité strictement commerciale. Dans un tel contexte, la participation du public dans la prise de décision semblait plutôt un anachronisme. Effectivement, selon une perspective où la seule conséquence de la participation publique était de permettre aux écologistes de s'opposer aux projets, l'élimination de cette participation semblait surtout un pas vers l'efficacité.

Cette perspective est en flagrante opposition cependant avec la vision moderne à l'égard du développement de grands projets hydroélectriques, qui mise beaucoup sur la consultation du public et la comparaison avec d'autres options avant de s'engager.

Citons par exemple ces conclusions de la Commission mondiale sur les barrages, un processus international mis sur pied avec le soutien de la Banque mondiale et de l'Union mondiale pour la nature (UICN). La Commission avait le mandat :

- d'examiner l'impact des grands barrages en matière de développement et d'évaluer les options disponibles en ce qui concerne le développement des ressources en eau et en énergie ; et
- de mettre au point des critères, des lignes directrices et des normes acceptables à l'échelle internationale, concernant la planification, la conception, l'évaluation, la construction, l'exploitation et le contrôle des grands barrages, ou leur mise hors service.

Parmi les conclusions se trouve la suivante :

Évaluation exhaustive des options

Des solutions alternatives aux barrages existent souvent. Pour les étudier, il faut évaluer les besoins en eau, en nourriture et en énergie et clairement définir les objectifs. L'action de développement opportune est définie à partir de l'éventail des options envisageables. Le choix est fondé sur une évaluation exhaustive et participative de toutes les options politiques, institutionnelles, et techniques. Au cours du processus, les aspects sociaux et environnementaux revêtent la même importance que les facteurs économiques et financiers. Le processus d'évaluation est poursuivi tout au long de la planification, de l'élaboration et de la réalisation du projet.

- Les besoins et objectifs de développement sont clairement formulés à travers un processus ouvert et participatif, mené avant la définition et l'évaluation des différentes options en matière de développement des ressources hydrauliques et énergétiques. ... (nous soulignons)

Citons également le rapport, *Hydropower and the Environment : Present Context and Guidelines for Future Action*, publié par le International Energy Agency Hydropower Agreement, une association des pays producteurs d'hydroélectricité qui fonctionne sous l'égide de l'AIE. Notons que ce rapport a été produit sous la responsabilité d'Hydro-Québec¹⁵:

To ensure broad acceptance of projects or system development alternatives, the new planning approach presents and discusses as early in the planning stage as possible all the pros and cons of competing scenarios with interested parties, including the persons directly affected by the project and NGO's, taking into account technical, economic, financial, environmental, social, institutional, political and risk factors. The interested parties jointly formulate a limited number of alternative plans to cover the future demand. ...

Subsequently, the necessary studies are done to quantify and evaluate the alternative plans in sufficient detail to be able to outline the consequences of each plan. Workshops are then organized in which all interested parties can discuss the results and try to reach consensus about the best plan to be adopted for implementation.

¹⁵ IEA Hydropower Agreement, *Hydropower and the Environment : Present Context and Guidelines for Future Action*, Volume II : *Main Report*, p. 2.

This approach requires a political and administrative frame within a country or region, that is able to coordinate and implement such participatory procedures. Promoters or opponents, alone, can hardly be expected to establish a level playing-field as they have strong interests in the outcome.

This is a very 'democratic' approach, but one which may be rather novel and considered even as unacceptable in many countries, since decision-making is carried out at a political level without direct consultation of the people affected. Thus there may be limits as to how 'open' this kind of workshop can be made in practice. ...

The major difference from previous planning practice is the attempt to reach a consensus of all parties concerned at as early a stage as possible, thus avoiding last-minute surprises after years of development expenditures, as has happened with several large dam projects in the recent past.¹⁶

La nouvelle approche « commerciale » est donc à contre-courant de cette vision plutôt ouverte, véhiculée non seulement par la Commission mondiale sur les barrages mais aussi par Hydro-Québec quand elle s'adresse à un auditoire international.

Au début, le nouveau cadre réglementaire semblait produire l'efficacité escomptée. Les projets Toulouste et Eastmain étaient lancés sans difficulté. Après le débat difficile sur la loi 116, la société civile semblait avoir abandonné ses préoccupations traditionnelles à l'égard de la production d'électricité.

Hélas, l'expérience du projet Suroît démontre que ce n'était pas le cas. Comme l'a dit la Régie :

la population exprime un désir profond de participer activement au choix des filières énergétiques et des projets proposés pour répondre à leurs besoins. (p. 135)

Ensuite, la Régie souligne aux pages 135 et 136 de son Avis que :

il n'existe aucun forum permanent leur permettant d'en influencer le choix. Ce débat requiert un forum neutre, indépendant et à l'écoute de la population. Il servira à élaborer les politiques favorables à l'implantation du marché recherché par le cadre législatif actuel pour l'élimination des barrières à l'entrée ainsi que pour la détermination de la structure optimale du marché et de sa transition.

...

Ce désir de participation de la part de la population appelle un débat structuré quant au choix des filières de production.

¹⁶ Ibid., pages 32-33.

RECOMMANDATION N o 16

La Régie recommande qu'un débat sur le processus de choix des filières ait lieu à l'occasion de la commission parlementaire prévue pour l'automne 2004. (nous soulignons)

Notons que la Régie n'a pas proposé un débat sur le choix de filières dans le cadre de cette commission parlementaire, mais bien « un débat sur le *processus* de choix des filières ». La planification d'un réseau électrique est une activité continue et évolutive. Le portrait des besoins et des options change graduellement, et parfois brusquement, d'année en année. Il serait illusoire de penser que les choix d'approvisionnement ou même les choix de filières peuvent être fait dans les prochaines semaines ou dans les prochains mois. Ce qu'il nous faut est plutôt une structure et un processus qui fonctionnent.

Force est de constater que la structure actuellement en vigueur est déficiente. Qui plus est, sa logique même est incohérente.

Peter Bradford, ancien président de la Public Service Commission de l'État de New York, une sommité sur la concurrence dans les marchés d'électricité et un fréquent collaborateur du Centre Hélios, a remarqué que « Competition must precede or accompany deregulation, not bounce hopefully along in its wake ». Or, avec la loi 116, le Québec a souscrit à une déréglementation totale de la production d'électricité, avec un léger soupçon de concurrence.

Même la Régie de l'énergie a constaté que « le marché voulu par le législateur ne s'est pas matérialisé, ni qu'il se matérialisera dans les conditions actuelles ». (Avis, p. 134) En fait, à l'opposé de la presque totalité des juridictions qui ont procédé à la séparation fonctionnelle, le but premier de la loi 116 n'était ni de promouvoir la concurrence ni de baisser les tarifs, mais tout simplement de déréglementer la production.

Rappelons que, heureusement, le Québec n'a jamais opté pour la restructuration complète de son industrie électrique selon le modèle concurrentiel. Nous n'avons pas suivi le modèle de l'ouverture des marchés au détail, modèle qui a connu des échecs majeurs en Californie, en Ontario, et en Alberta. Le Québec n'a pas non plus retenu le modèle d'une bourse d'électricité, comme on le voit dans les ISO du Nord-Est américain (New York, Nouvelle Angleterre, et PJM).

En réalité, l'ouverture à la concurrence créée par la loi 116 est bien modeste. Elle ressemble plutôt au régime créé par la loi PURPA aux États-Unis. Cette loi, adoptée sous la présidence de Jimmy Carter en 1979, obligeait les services publics à acheter, sous certaines conditions, de l'électricité produite par des producteurs indépendants. Tout comme les appels d'offres d'HQ-Distribution, ces

achats par le biais de contrats de long terme ont pour la première fois ouvert la production d'électricité aux acteurs autres que les services publics.

Or, après les multiples échecs qu'a vécu l'industrie de l'électricité dans l'Amérique du nord dans les derniers quatre ans, la décision du Québec d'aller à petits pas, sans s'engager vers une restructuration majeure, révèle une certaine sagesse.

Mais quelle structure nous convient le mieux ? Ailleurs, la séparation fonctionnelle, élément clé de la loi 116, n'était qu'un premier pas vers la privatisation et le démantèlement des réseaux intégrés. Dans ce sens, on peut se réjouir que la loi 116 ne soit pas allée plus loin. À l'opposé des régions où les actifs de production se sont déjà vendus aux tiers, il n'est pas encore trop tard pour reculer.

Devrait-on reculer ? Et jusqu'où ? Doit-on revenir à une structure intégrée, ou maintenir la séparation fonctionnelle ? D'après l'analyse qui précède, nous sommes d'avis que le Québec requiert un cadre réglementaire qui :

- respecte les droits acquis des consommateurs concernant les bénéfices économiques des veilles centrales,
- permette un contrôle démocratique et transparent sur tous les aspects de l'industrie électrique qui sont marqués par des externalités importantes et donc qui touchent l'intérêt public, dont notamment les choix de production,
- tienne compte des aspects économiques, environnementaux et sociaux dans la prise de décision, tel que l'exige le nouveau Plan de développement durable mis de l'avant par le gouvernement du Québec récemment.

Il importe de souligner qu'il y a différentes façons de répondre à ces exigences. Certes, un retour à la loi 50, telle qu'adoptée en 1996, demeure une option viable. Mais il y en a d'autres aussi.

La séparation fonctionnelle établie par la loi 116 est un avantage à double tranchant. D'une part, elle crée beaucoup de complexité et d'inefficacité, comparée à une structure intégrée, mais elle crée également une certaine transparence. Chose certaine, des coûts très importants ont été encourus dans la transition vers la séparation fonctionnelle, et des coûts de transition pour revenir à une structure intégrée seraient également lourds. Il faut aussi reconnaître que la séparation fonctionnelle du réseau de transport (seulement) est actuellement requise par la FERC pour permettre l'accès

ouvert d'Hydro-Québec au marché américain ; il est de plus fort possible que l'agence américaine exigera un dessaisissement total du transport d'ici quelques années.

Cela dit, il n'est pas impossible de respecter les exigences mentionnées ci-dessus tout en maintenant la séparation fonctionnelle. Toutefois, pour ce faire, il faudrait donner à la Régie une compétence réelle sur la planification de l'équilibre offre-demande d'HQ Distribution, au lieu des compétences limitées qu'elle exerce aujourd'hui. En fait, même si la Régie doit approuver le plan d'approvisionnement d'HQD, elle n'exerce aucun véritable contrôle sur le choix des ressources qui sont appelées à desservir les besoins des consommateurs réglementés. Cette étrange situation est la conséquence des éléments suivants :

- Comme l'a souligné la Régie dans son Avis sur le Suroît, la combinaison de l'exigence statutaire favorisant la soumission avec le prix le plus bas (art. 74.1) avec le court horizon de planification fait en sorte que le TAGCC continuera de gagner tout nouveau appel d'offres à long terme d'HQD, à moins qu'HQ Production ne fasse une soumission hydraulique — décision qui se fait unilatéralement par HQP (avec l'aval, bien sûr, d'HQ Corporatif et de son actionnaire) ;
- Les autres filières (éolienne, biomasse, etc.) seraient intégrées au plan d'approvisionnement seulement en fonction des décrets gouvernementaux.

Or, les arguments soulevés dans la politique énergétique de 1996 justifiant le besoin d'un régulateur indépendant pour prendre des décisions complexes et importantes à l'égard de la planification du réseau électrique sont toujours valables. Il est donc essentiel de modifier cette structure pour permettre à la Régie de jouer son rôle à l'égard de la planification.

Est-ce que l'approbation de la Régie devrait également être requise pour la construction ou l'acquisition des actifs de production ? Nous croyons que oui. Remarquons cependant que cette compétence ne doit pas nécessairement être limitée à Hydro-Québec. Ainsi, n'importe quelle entité qui veut construire une centrale de production électrique au-delà d'un certain seuil aurait besoin de démontrer à la Régie que l'intérêt public le requiert.

Il importe de souligner que la desserte des besoins des consommateurs québécois n'est pas nécessairement la seule façon de justifier la construction d'une centrale. Tant pour Hydro-Québec que pour des tiers, la construction pour exportation demeure une possibilité. Pour ce faire, cependant, il faut quand même démontrer qu'elle est d'intérêt public. Ainsi, le promoteur doit démontrer que les bénéfices pour le public — qui peuvent inclure des royautés payées au

gouvernement, des bénéfices à l'égard de la fiabilité du réseau, la création d'emploi, etc. — sont suffisants pour justifier les coûts qui lui seraient imposés — la perte de biens publics de nature environnementale, des coûts sociaux, des besoins d'investissement en infrastructure additionnelle de transport, etc.

Le retour de la compétence de la Régie sur la production d'électricité aurait également un bénéfice important à l'égard de la fiabilité des approvisionnements. Comme nous l'avons vu à la section 2.1, la Régie est actuellement très limitée dans sa capacité de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants. En effet, les audiences sur le projet Suroît ont fait ressortir que la Régie n'avait même pas été avertie au début de 2004 du fait que les réserves d'Hydro-Québec avaient baissées à un niveau critique. Même si elle sait que les réserves ne sont pas suffisantes, la Régie n'a aucun pouvoir réel d'obliger Hydro-Québec Production de modifier leur gestion. Ainsi, dépourvue de sa compétence sur la production, la Régie ne pourra pas mettre en place aujourd'hui les mesures recommandées par les experts qu'elle a consulté en 1998.

Il y aura sans doute ceux qui affirment qu'une telle réglementation de la production ne soit pas nécessaire. Ils proposeront peut-être d'autres façons de protéger l'intérêt public dans ce secteur névralgique. Et ils auront peut-être raison.

Avec tout le respect pour le processus parlementaire, ce sont de grandes questions qui ne peuvent être résolues dans un forum comme celui-ci. Comment donc doit-on procéder ?

Faisons un dernier rappel historique. La première *Loi sur la Régie de l'énergie* a été le fruit d'une consultation publique majeure. D'abord, le Débat public sur l'énergie — qui comportait une étape d'information, avec de nombreuses séances pour éduquer le public, suivi d'une étape de consultation, où quelque 300 mémoires ont été reçus par la Table de consultation. Ensuite, le rapport unanime de la Table, *Pour un Québec efficace*, a été repris par le gouvernement dans sa politique — toujours techniquement en vigueur — et dans le projet de loi 50. Et finalement, ce projet de loi a fait l'objet d'une étude élargie par la Commission de l'économie et du travail, avant son adoption en décembre 1996.

La deuxième *Loi sur la Régie de l'énergie* — l'ampleur des modifications apportées par la loi 116 justifie cette appellation — a plutôt était élaborée à huis clos.

Maintenant que les défauts du régime actuel qu'elle a créé sont devenus évidents, comment devrions-nous approcher la refonte à nouveau de cette loi ?

Pour le Centre Hélios, il va de soi que cette refonte doit se faire sur la base d'une consultation large et sérieuse. La tâche — de créer une structure de l'industrie électrique au Québec qui répond à la foi à la spécificité québécoise et au contexte qui nous entoure, tout en favorisant l'efficacité et le développement durable — est de taille.

Toutefois, la complexité de la démarche et surtout du contexte énergétique fait en sorte que la consultation du public n'est pas en soi suffisante. Il faut un forum où des idées peuvent être avancées, discutées et évaluées. Comment procéder ?

La Régie de l'énergie, quoique loin d'être parfaite, s'est avérée un puissant outil pour l'étude des problématiques complexes touchant le secteur de l'énergie. Depuis cinq ans, les deux documents les plus percutants dans ce domaine sont les Avis A-01-98 (sur les tarifs de fourniture d'Hydro-Québec) et A-01-04 (sur le projet Suroît) de la Régie. Cela ne veut pas dire que nous sommes d'accord avec l'ensemble des jugements exprimés par la Régie dans ces deux Avis — loin de là. Il faut cependant admettre que ce sont des documents qui répondent de façon approfondie à des interrogations importantes et ce, sur la base d'une écoute sérieuse des différents points de vue exprimés au cours des audiences.

Dans ce contexte, nous invitons le Ministre à demander à la Régie de lui fournir un avis sur les avantages et inconvénients des différentes structures et cadres réglementaires de l'industrie électrique. Une audience publique sur cette question permettrait au public intéressé de formuler clairement ses idées, de les présenter, et de les faire tester par l'examen critique des experts.

Il n'y a pas de doute que l'Avis qui en résulterait serait un outil précieux pour permettre au gouvernement de prendre des choix difficiles qui s'imposent.

NOTES BIOGRAPHIQUES

Philip Raphals est directeur général et cofondateur du Centre Hélios, un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante en énergie.

Par ses activités de recherche et la diffusion de ses nombreuses publications, le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour le développement durable et équilibré du secteur énergétique. Notamment, il publit gratuitement le bulletin d'actualités Enjeux-ÉNERGIE, qui paraît chaque deux semaines en format électronique.

Les activités professionnelles de M. Raphals touchent un grand nombre de sujets reliés aux politiques énergétiques viables, allant de la planification de ressources énergétiques et les politiques et la tarification du transport d'électricité à la restructuration des marchés d'électricité. Il a notamment exploré en détail l'interaction entre la compétition et la réglementation ainsi que les implications environnementales du commerce en électricité.

En 1997, lorsque le Centre Hélios était retenu par la Commission de l'économie et du travail pour l'assister dans le cadre de son mandat de surveillance à l'égard de la société Hydro-Québec, M. Raphals avait notamment responsabilité pour le volet touchant la restructuration des marchés d'électricité.

Il est l'auteur de nombreuses d'études et rapports, et il est apparu comme témoin expert dans de plusieurs audiences réglementaires. Actuellement, il mène une étude majeure concernant la restructuration des marchés d'électricité en Amérique du nord pour le bénéfice de l'Organisation latino-américaine de l'énergie.

M. Raphals est aussi une autorité sur l'hydroélectricité et l'environnement. Il fut coordonnateur scientifique adjoint du Bureau de soutien pour l'évaluation environnementale du projet Grande Baleine, et il est l'auteur d'une étude majeure sur le sujet, *Restructured Rivers : Hydropower in the Era of Competitive Energy Markets* (2001).

Il préside le Comité aviseur sur les énergies renouvelables du *Low Impact Hydropower Institute* (LIHI) aux États-Unis, et a participé activement à l'élaboration du projet de directive pour le programme canadien Écologo. Il a fait ses études à l'Université de Boston et à Yale (É.-U.).