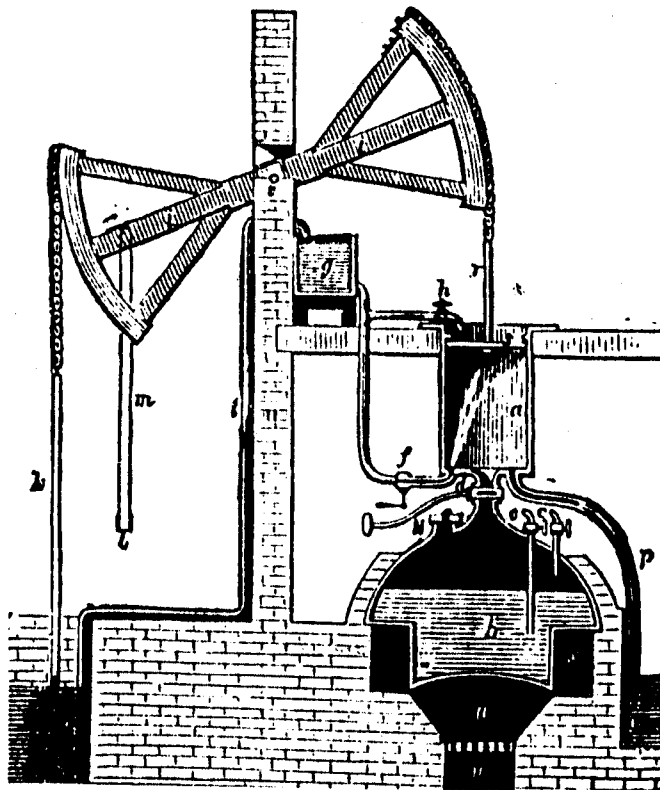


**LE BON SENS CONTRE LA RAISON:**  
**commentaires critiques autour d'un rapport**  
**du**  
**Conseil Économique du Canada**

Johanne Bergeron et Philippe Faucher



**LE BON SENS CONTRE LA RAISON:**  
**commentaires critiques autour d'un rapport du**  
**Conseil Économique du Canada**

**Johanne Bergeron et Philippe Faucher \***

Le Conseil Économique du Canada s'est fait le champion de l'efficacité. Ses rapports recommandent avec une conviction sans cesse renouvelée l'adoption des principes du libéralisme économique et tracent à l'intention des décideurs les voies, arides mais vertueuses, de la saine gestion. Stimulé sans doute par l'engouement dont jouissent les thèses libérales, les recommandations actuelles du Conseil ne s'embarassent plus d'aucune retenue. La bonne politique est invariablement celle qui laisse le plus large espace possible aux forces du marché et celle où l'intervention publique est la plus faible.

Cette position est connue et ne cause plus aucune surprise, elle conforte les uns et agace les autres. Malgré cette orientation idéologique univoque, qui n'est après tout que l'écho fidèle du paradigme dominant chez les économistes, le Conseil est parvenu à conserver sa crédibilité par le soin qu'il consacrait à ses études et le caractère modéré et réaliste de ses propositions. Le pragmatisme et le professionnalisme l'emportaient sur les convictions.

Les choses se sont détériorées au cours des dernières années. En voulant évaluer les politiques gouvernementales, le Conseil s'est lancé dans un véritable réquisitoire contre l'intervention publique n'y voyant que gaspillage. C'est le ton général adopté dans les rapports : Intervention et efficacité (1982), et les Enjeux du progrès (1983). Le rapport intitulé : Interconnections: - une stratégie énergétique pour demain s'inscrit bien dans cette perspective. Il soumet une analyse de l'industrie énergétique

\* Johanne Bergeron est candidate au doctorat en économie à l'École des Hautes Études en Sciences Sociales à Paris, Philippe Faucher est professeur agrégé au département de science politique de l'Université de Montréal et chercheur associé au Centre de Recherche en Développement Industriel et Technologique de l'UQAM. Ensemble ils ont publié aux Presses de l'Université de Montréal, Hydro-Québec: la société de l'heure de pointe, Montréal, 1986.

(pétrole, gaz, électricité) au Canada qui débouche sur une série de recommandations visant à orienter la politique énergétique vers une plus grande efficacité dans la mise en valeur et la gestion de nos ressources. Le rapport comporte de nombreuses lacunes et incohérences qui ont pour résultat de mettre en doute l'ensemble de la démarche entreprise par le Conseil. Les recommandations, dont le radicalisme semble lié à l'application incontrôlée d'un dogmatisme idéologique, sont appuyées sur des analyses incomplètes ou erronées.

Un jugement aussi sévère demande à être illustré et défendu. Trop d'aspects cependant sont abordés par le rapport du Conseil pour qu'il soit possible de tous les discuter. C'est justement parce que le Conseil s'est cru autorisé de faire des propositions osées dans des domaines qu'il ne maîtrise pas entièrement, qu'il est important de ne pas avoir cette prétention. C'est pourquoi dans cet article, l'essentiel des analyses et réflexions prendront pour appui la situation de l'industrie québécoise de l'énergie électrique. Cette approche n'est pas aussi étroite qu'il pourrait paraître car elle permet de débattre des recommandations fondamentales du rapport qui remettent en cause la traditionnelle souveraineté provinciale sur les richesses naturelles.

Au-delà des énoncés de principe sur l'efficacité, les recommandations aboutissent concrètement à un relèvement significatif des tarifs d'électricité de façon à accroître la compétitivité et la rentabilité des industries privées du pétrole et du gaz, générant par le biais de la taxation des revenus supplémentaires pour le gouvernement central. Les analyses et les recommandations de ce rapport, fondées sur une conception étroite et non-opérationnelle de l'efficacité économique se révèlent désavantageuses pour les provinces, les sociétés publiques et les consommateurs d'énergie. La poursuite de l'intérêt national doit pouvoir passer par des politiques qui favorisent le consensus et non par des propositions qui polarisent les oppositions.

## **A. L'EFFICACITE ECONOMIQUE ET LA POLITIQUE ENERGETIQUE**

La définition des objectifs économiques et sociaux relève du processus politique; il appartient à l'analyse économique de préciser les coûts et les avantages, les gagnants et les perdants associés aux politiques envisagées. Le rapport du Conseil Économique du Canada part d'un principe opposé: selon lui, la politique énergétique du pays doit être fondée sur "l'efficience de la gestion, de la mise en valeur et de l'utilisation des

ressources énergétiques " ( Rapport, page 1)<sup>1</sup> . Cette orientation censée être favorable à la croissance et au développement économique est opposée par le Conseil aux objectifs plus larges et traditionnels dont la distribution des revenus, la "canadianisation" de l'industrie, l'équilibre des finances publiques, la création d'emplois, le développement régional et la lutte contre l'inflation, qui ont inspiré le processus de mise en valeur et d'utilisation des ressources énergétiques du pays. Le Conseil se place donc d'emblée dans une perspective normative.

La question immédiate posée par une telle approche, est celle de l'opérationnalisation du principe théorique. Faute d'une définition claire de ce que représente "l'efficience économique" appliquée à la politique énergétique, on ne peut se référer, en cohérence avec le cadre conceptuel proposé, qu'à l'optimum parétien. Se pose alors toute la question, elle-même fort complexe, de la définition et de la mesure des coûts et des avantages associés à chaque politique. Dans ce rapport, le Conseil néglige de présenter l'analyse coût-bénéfice que son choix théorique commande. Par ailleurs il apparaît clairement que les recommandations auront pour effet d'avantager nettement les entreprises privées dans les secteurs du pétrole, du gaz et du charbon, et accessoirement le gouvernement fédéral qui verra ses revenus s'accroître. Selon ce rapport on se rapprocherait davantage de l'optimum social par la privatisation des revenus issus de l'exploitation des ressources collectives.

Si les choix théoriques qui inspirent le rapport peuvent être qualifiés de préjugés idéologiques, c'est que ceux-ci, indépendamment de toute démonstration, déterminent le sens des recommandations. Puisque l'optimalité et l'efficacité économique sont le résultat "naturel" d'une économie de marché concurrentielle, les interventions gouvernementales devront tendre soit à éliminer les obstacles qui empêchent les mécanismes de l'économie de marché de fonctionner, soit de restaurer les conditions de la concurrence. Ainsi, les politiques étatiques devront faire en sorte que les prix reflètent les "valeurs économiques véritables" des ressources, et devront tendre vers la déréglementation ou tout au moins vers une réglementation plus efficace du secteur.

---

<sup>1</sup>Toute référence au rapport du Conseil Économique désigne le document intitulé: Interconnexions: - une stratégie énergétique pour demain, Ottawa, Conseil Économique du Canada, 1985.

En ce qui à trait à l'électricité, la problématique initiale et les objectifs généraux qu'elle sous-tend conduisent à admettre que:

"la question fondamentale du point de vue de l'efficience économique est celle de la réglementation des prix dans le cas d'un monopole naturel." (Rapport: 95)

Cette grille d'analyse élimine totalement les objectifs spécifiques que peuvent poursuivre les provinces en matière de politique économique ou sociale à travers leurs entreprises publiques.

Le Conseil est d'avis que la politique en vigueur ne répond pas au critère normatif ultime qu'il avance et en conséquence il propose des recommandations concrètes qui touchent à quatre niveaux fondamentaux de l'activité des services publics d'électricité: le financement, les prélèvements gouvernementaux, les exportations et la structure de tarification. Toutes les recommandations afférentes à ces questions ont des incidences à la hausse sur le niveau des tarifs au point que l'on peut se demander si ce n'est pas là l'objectif réel recherché par ce rapport.

### **1- Le financement des entreprises publiques du secteur électrique.**

La première étape de la gestion financière d'une entreprise consiste à déterminer ses besoins de revenus. Cette estimation détermine à son tour deux paramètres: le montant des recettes retirées du fonctionnement propre, donc le niveau des tarifs, et le montant des emprunts nécessaires, et en conséquence le coût du financement. Ce sont là les deux dimensions qui sont abordées par les recommandations du rapport.

Les besoins de revenus incluent les coûts de production, les autres frais d'exploitation et de gestion ainsi qu'un taux de rendement adéquat sur l'actif. Le Conseil estime d'une part que le calcul des besoins de revenus dans les entreprises publiques sous-évalue le coût réel de l'électricité produite, et que d'autre part, les taux de rendement obtenus sont trop faibles et non concurrentiels.

Une évaluation correcte des coûts de production et d'exploitation consisterait à se servir du "coût d'opportunité social" (COS) plutôt que du coût comptable comme base de calcul. Le COS des ressources utilisées dans la production d'électricité correspond à la valeur du sacrifice du meilleur

usage alternatif auquel ces ressources auraient pu être affectées. Les ressources étant limitées, tout projet de dépenses publiques, et notamment la production d'électricité, implique nécessairement le sacrifice d'un autre projet. On suppose qu'il existe une opposition entre l'investissement privé et l'investissement public. La théorie prétend, en effet, que les mécanismes du marché assurent "naturellement" la sélection des meilleurs projets venant de l'initiative privée, et que leur taux de rendement social constituent la base de comparaison pour les projets du secteur public.

Trois raisons viennent limiter la viabilité d'une telle proposition:

- 1) Selon la logique même de cette argumentation, il importe de comparer la rentabilité des projets publics et privés sur une même base. Suggérer que le secteur public évalue ses projets sur la base du COS suppose que le secteur privé fasse de même; or rien n'autorise à penser que ce dernier adopte "habituellement" ce critère comme le Conseil semble le croire (Rapport: 96).
- 2) Le COS soulève de telles difficultés de définition théorique et d'évaluation pratique qu'il ne peut servir de principe de gestion. Seulement dans un marché en concurrence pure et parfaite parviendrait-on à une détermination unique et universelle du COS qui soit suffisamment opérationnelle pour servir d'outil de gestion, aussi pratique et reconnu que l'est la méthode des coûts comptables. Les entreprises ont besoin d'outils de gestion qui soient opérationnels.
- 3) Comme le souligne I. MacNabb, du Conseil de l'Énergie de l'Ontario, ces coûts sociaux sont définis spécifiquement de façon à générer des besoins de revenus considérablement supérieurs à ceux que détermine la méthode des coûts comptables (*Analyse de politiques* 1985 : 388). Parce que le COS est plus large dans sa définition, il sera nécessairement plus élevé que les coûts comptables pour un même projet. Les entreprises qui utilisent cette dernière méthode sous-estiment donc obligatoirement les coûts véritables de production et d'exploitation. Même s'il est fait abstraction du problème de définition empirique, l'utilisation du COS comme système de référence aura nécessairement pour conséquence de hausser les besoins de revenus de l'entreprise, servant ainsi de justification à une hausse de tarifs.

Le Conseil estime que les entreprises publiques du secteur ont un rendement trop faible par rapport au secteur privé. En effet les entreprises

d'État ne visent pas la maximisation du profit mais ajustent leur performance en fonction d'indicateurs financiers qui tantôt sont fixés par la loi, tantôt servent à satisfaire les exigences des marchés financiers. Les normes financières en vigueur ne visent pas, il est vrai, à faire apparaître des taux de rendement sur l'actif qui soient concurrentiels. Pour le Conseil, il s'agit nettement d'un manquement à l'efficacité économique (Rapport: 97). Zuker et Pastor (1985:430) font remarquer que le taux moyen de rendement sur le capital sur la période 1965-1981 est estimé à 3,7% pour les services publics d'électricité au Canada, contre 9,8% pour l'ensemble des industries manufacturières et non manufacturières.

Mais quelle est donc la pertinence d'une telle comparaison? La production d'énergie électrique est une activité des plus capitalistique, ce qui gonfle évidemment le montant des actifs. Dans ces conditions, il faut s'attendre à ce que le taux de rendement, c'est-à-dire le rapport des bénéfices sur l'actif total, sur l'avoir propre, ou sur le capital, soit plus bas que la moyenne des autres secteurs - surtout si le tertiaire est inclus. Dans ces conditions, parler d'un "problème de distorsion" (page 96) est nettement abusif.

**TABLEAU 1**  
**Rendement de l'avoir-propre:**  
**(après dividende)**  
 %

	Hydro-Québec	Commonwealth Edison	Texas Power & Light	Hydro-Ontario
1978	18,1	11,1	14,7	8,5
1979	20,6	8,5	13,6	13,8
1980	17,1	9,9	15,2	9,9
1981	11,3	10,9	14,9	16,4
1982	14,0	13,0	16,8	12,2

Source: Kidder, Peabody and Co. Hydro-Québec; Company analysis, 1983: 254-255.

Le tableau 1 permet de comparer le taux de rendement de deux entreprises publiques avec les firmes privées américaines les plus importantes. On constate que le rendement sur l'avoir propre d'Hydro-Québec est très nettement supérieur à celui de Commonwealth Edison pour l'ensemble de la période, alors que celui d'Hydro-Ontario est pour l'ensemble fort comparable. Ces données permettent de nuancer fortement l'affirmation du Conseil, selon laquelle le secteur public aurait un rendement systématiquement inférieur à celui du secteur privé.

La mesure du rendement sur l'avoir-propre permet une meilleure comparaison que la mesure plus traditionnelle du rapport de revenu net sur l'actif. Celle-ci aurait pour effet de faire apparaître une mesure de rendement systématiquement inférieure dans la mesure où la valeur des actifs du secteur public est sensiblement plus élevée que celle du secteur privé.

Ce qui nous amène à la question de l'endettement. Il est exact que le secteur public, comme en fait foi le tableau 2, est systématiquement plus endetté que les firmes privées (Zuker et Pastor, op.cit.). Contrairement à ce que le rapport laisse entendre, ce n'est pas parce les entreprises sont publiques qu'elles investissent de préférence dans des projets lourds et coûteux, mais c'est parce que la génération d'énergie peut se faire de façon plus économique au moyen de grands projets que le secteur public a été créé. Le secteur privé aura tendance, en dehors de garantie de marché, à préférer les petits projets à maturation courte aux gros projets, intensifs en capital et à maturation longue.



**TABLEAU 2**  
**Structure du capital**  
**%**

	Capital emprunté			Avoir-propre		
	Hydro-Québec	Commonwealth Edison	Hydro-Ontario	Hydro-Québec	Commonwealth Edison	Hydro-Ontario
1978	75,5	51,8	85,0	24,5	48,1	15,0
1979	74,1	54,3	84,3	25,9	45,7	15,7
1980	73,5	53,3	84,0	26,5	46,7	16,0
1981	73,6	54,1	83,6	26,4	45,9	16,4
1982	73,2	52,4	83,9	26,8	47,6	16,1

Source: Kidder, Peabody and Co. Hydro-Québec; Company analysis, 1983: 254-255.

Si les immobilisations du secteur public sont importantes, les coûts d'opération dans le cas de l'hydro-électricité sont faibles. C'est généralement le contraire de la situation qui se présente dans le cas d'une firme privée qui préférera souvent un investissement initial faible quitte à vivre avec des coûts de fonctionnement élevés (le combustible dans les centrales thermiques). Le taux d'endettement n'est donc pas une mesure très significative. Le marché financier a d'ailleurs compris la nature contraignante de la production hydro-électrique en établissant ses cotes sur le taux de rendement plutôt que sur la structure du capital. Aussi la cote de Commonwealth Edison (A2 selon Moody's en septembre 1983) reflète un taux de rendement relativement faible, malgré une structure d'endettement plus avantageuse, alors qu'Hydro-Québec, malgré le handicap que représente dans son cas la garantie de la Province, se voit attribuer la cote A1.

Ces considérations nous amènent à contester la pertinence de la recommandation 18 du rapport. Celle-ci suggère que les provinces retirent leur garantie sur les emprunts contractés sur les marchés financiers, de manière à rétablir la sanction du marché pour ce qui concerne les coûts d'emprunts et l'accessibilité au capital (Rapport: 169). Le Conseil suppose

que cette mesure va accroître le taux d'intérêt et limiter la facilité d'accès aux marchés financiers, réduisant par là la part de la dette dans la structure du capital. On disposera alors "d'un indicateur véritable, découlant des prix du marché, permettant d'évaluer de façon adéquate le coût du capital utilisé par les compagnies publiques d'électricité." (Rapport: 169).

Mais quel est donc ce marché auquel le Conseil est prêt à confier nos économies ? Rappelons qu'il n'existe pas au Canada de marché parfaitement concurrentiel dans les secteurs de l'électricité, du pétrole ou du gaz. En revanche, il est vrai que les entreprises publiques s'alimentent aux mêmes marchés de capitaux que les gouvernements et les autres grandes entreprises. Cela signifie que les ratios financiers que les entreprises publiques s'efforcent de respecter, parce qu'ils déterminent leur cote de crédit, servent à maintenir un lien étroit avec le marché des capitaux. Ces indicateurs sont donc des sanctions, inspirées par le marché, appliquées aux entreprises publiques pour les inciter à demeurer concurrentielles.

Il est un fait que le poids des investissements d'Hydro-Québec dans l'économie de la Province est considérable. Ainsi en 1979, à cause de l'activité générée par le projet de la Baie James, les investissements d'Hydro-Québec représentaient à eux seuls 57% des investissements publics totaux (provinciaux, fédéraux et municipaux), 40% des investissements privés dans les trois secteurs (primaire, secondaire et tertiaire) et près du quart de l'ensemble des investissements réalisés au Québec (Faucher et Bergeron, 1986 : 156-159). Depuis le début des années '80 ces proportions ont diminué progressivement pour atteindre en 1984, 30% des investissements publics, 18% des investissements privés et 11% des investissements totaux. Mais il demeure qu'au début des années '80, alors que le Québec se débat dans une forte récession qui pousse le chômage à un taux critique, l'économie provinciale est redevable à Hydro-Québec pour une part importante du soutien à l'activité productive. S'il faut déplorer cette polarisation préoccupante de l'activité économique et le manque de dynamisme de l'initiative privée, il y a certainement lieu de se réjouir que l'État dispose d'une telle marge de manoeuvre.

Ce ne sont pas les entreprises publiques, parce que trop actives, qui évincent les projets du secteur privé des sources de financement. Au contraire, c'est l'atrophie et le manque de dynamisme du secteur privé qui est à l'origine du problème. En l'absence d'investissement public, l'investissement privé aurait été non pas supérieur à ce qu'il a été, mais

inférieur, car il n'aurait pas bénéficié des retombées associées aux grands projets publics.

Le rapport du Conseil affirme que le retrait de la garantie gouvernementale pour les emprunts des entreprises publiques aura comme effet de rendre plus équitables les conditions d'accès aux marchés financiers. Concrètement cela devrait avoir pour effet d'accroître le coût de l'emprunt. À son tour cette hausse étant susceptible d'inciter les entreprises à réduire leur dette et à aller chercher encore une fois au moyen de hausses de tarifs, plutôt que par l'emprunt, les capitaux nécessaires, améliorant de ce fait leur taux de rendement.

A cette analyse il faut opposer une exception de taille. En effet, si le gouvernement du Québec retirait sa garantie aux emprunts d'Hydro-Québec, la cote de crédit de l'entreprise s'en trouverait améliorée, entraînant par le fait même une baisse du coût des emprunts. L'excellente situation financière d'Hydro-Québec se vérifie à travers ses ratios financiers. L'analyse de Kidder, Peabody and Co. est très claire sur ce point:

"In April 1977, we published a major study analysing the credit of Hydro-Quebec, the securities of which are fully guaranteed by the Province of Quebec. At that time, the securities of Hydro-Quebec were rated Aa by Moody's and AA by Standard and Poor's. It was our opinion then, and it continues to be our opinion now, that both of these credit agencies based their credit analysis of Hydro-Quebec more on the economic condition of the provincial guarantor, (...), than on the fundamental strengths of Hydro-Quebec as an electric utility." (1983:VI)

En revanche Hydro-Ontario correspond au modèle qui inspire le Conseil. Protégée par la garantie de la Province, l'entreprise obtient son crédit à des taux sensiblement inférieurs à ceux que commande sa situation financière. Mais la situation d'Hydro-Québec n'a pas simplement valeur d'exception. C'est la preuve qu'une entreprise publique peut satisfaire pleinement aux normes du marché. Les conditions qui ont permis la réalisation d'une telle performance n'ont manifestement suscité aucune curiosité au Conseil.

## 2-La rente et la fiscalité.

Les entreprises publiques d'électricité peuvent être rentables comme le démontre fort éloquemment Hydro-Québec. Celle-ci, avec un revenu net avant impôts de 2,2 milliards \$ en 1983, a généré un bénéfice net de l'ordre de 707 millions de dollars. Le Conseil estime qu'il serait juste que les gouvernements des provinces et le fédéral s'approprient une part de ces revenus. La recommandation est paradoxale dans la mesure où le rapport vient par ailleurs de déplorer les taux de rendement trop faibles de ces entreprises. Le paradoxe s'éclaire si l'on s'attarde aux données sur le taux de profit après impôts présentées par Zuker et Pastor (1985: 432): les services d'électricité au Canada réalisent bel et bien des bénéfices, qui représentent 9,4% du capital en 1981, contre 11,3% pour l'ensemble des entreprises non-financières. La performance est loin d'être négligeable dans la mesure où le profit ne constitue pas un objectif de gestion des firmes publiques. Aux provinces le Conseil recommande de récupérer par la voie de la fiscalité (par le paiement de dividendes, de redevances ou d'autres taxes) la rente économique tirée de la production de l'électricité (recommandation 22)<sup>2</sup>. De cette manière les gouvernements des provinces pourront inclure la valeur de cette rente dans leur planification budgétaire et la redistribuer selon leurs priorités. À l'heure actuelle, selon le Conseil, la rente est cédée aux abonnés par le biais de tarifs inférieurs à la "valeur effective" de l'électricité (Rapport: 170), et cette pratique n'est pas conforme aux normes de l'efficacité.

Même si les sociétés publiques provinciales ne paient pas les impôts fédéraux, le Conseil propose au gouvernement fédéral de contourner cet obstacle constitutionnel. L'argumentation avancée est simple: puisque tous les Canadiens participent par leurs impôts aux coûts de l'administration centrale, il est normal que les bénéfices retirés des richesses collectives soient partagés entre tous les citoyens. C'est tout le débat sur le système de la péréquation qui se trouve ici relancé.

Ainsi, une fois que les gouvernements provinciaux auront perçu la rente par des dispositions fiscales appropriées, le gouvernement fédéral se devra de comptabiliser ces revenus dans le système de péréquation (recommandations 1 et 2) et ajuster en conséquence ses paiements aux provinces.

<sup>2</sup>Zuker et Pastor (1985:436) suggèrent que les gouvernements devraient redistribuer ces revenus. Ils proposent diverses formules dont celle-ci: "The provincial governments could even send out annual dividend cheques to their constituents from the hydro rents collected.". Ce qui est un argument au mieux naïf et au pire démagogique

Les entreprises publiques d'électricité peuvent être rentables comme le démontre fort éloquemment Hydro-Québec. Celle-ci, avec un revenu net avant impôts de 2,2 milliards \$ en 1983, a généré un bénéfice net de l'ordre de 707 millions de dollars. Le Conseil estime qu'il serait juste que les gouvernements des provinces et le fédéral s'approprient une part de ces revenus. La recommandation est paradoxale dans la mesure où le rapport vient par ailleurs de déplorer les taux de rendement trop faibles de ces entreprises. Le paradoxe s'éclaire si l'on s'attarde aux données sur le taux de profit après impôts présentées par Zuker et Pastor (1985: 432): les services d'électricité au Canada réalisent bel et bien des bénéfices, qui représentent 9,4% du capital en 1981, contre 11,3% pour l'ensemble des entreprises non-financières. La performance est loin d'être négligeable dans la mesure où le profit ne constitue pas un objectif de gestion des firmes publiques. Aux provinces le Conseil recommande de récupérer par la voie de la fiscalité (par le paiement de dividendes, de redevances ou d'autres taxes) la rente économique tirée de la production de l'électricité (recommandation 22)<sup>2</sup>. De cette manière les gouvernements des provinces pourront inclure la valeur de cette rente dans leur planification budgétaire et la redistribuer selon leurs priorités. À l'heure actuelle, selon le Conseil, la rente est cédée aux abonnés par le biais de tarifs inférieurs à la "valeur effective" de l'électricité (Rapport: 170), et cette pratique n'est pas conforme aux normes de l'efficacité.

Même si les sociétés publiques provinciales ne paient pas les impôts fédéraux, le Conseil propose au gouvernement fédéral de contourner cet obstacle constitutionnel. L'argumentation avancée est simple: puisque tous les Canadiens participent par leurs impôts aux coûts de l'administration centrale, il est normal que les bénéfices retirés des richesses collectives soient partagés entre tous les citoyens. C'est tout le débat sur le système de la péréquation qui se trouve ici relancé.

Ainsi, une fois que les gouvernements provinciaux auront perçu la rente par des dispositions fiscales appropriées, le gouvernement fédéral se devra de comptabiliser ces revenus dans le système de péréquation (recommandations 1 et 2) et ajuster en conséquence ses paiements aux provinces.

<sup>2</sup>Zuker et Pastor (1985:436) suggèrent que les gouvernements devraient redistribuer ces revenus. Ils proposent diverses formules dont celle-ci: "The provincial governments could even send out annual dividend cheques to their constituents from the hydro rents collected." Ce qui est un argument au mieux naïf et au pire démagogique

L'application de ces mesures soulèvent un certain nombre de questions. En premier lieu, comment procède-t-on pour évaluer la rente économique ? Celle-ci est définie comme "l'excédent de revenus disponible après recouvrement de la totalité des coûts en capital et des coûts d'exploitation des producteurs, y compris un taux de rendement adéquat sur le capital investi" (Rapport: 146). Le problème de la détermination de la rente à prélever est ainsi lié au taux de rendement sur le capital jugé "adéquat" et ce dernier dépend en dernière analyse du taux de profit recherché. Or il est évident que dans le cadre institutionnel dans lequel les entreprises publiques sont appelées à fonctionner, le taux de profit recherché est généralement plus bas que celui du secteur privé. Il en découle que la rente à prélever des entreprises publiques d'électricité sera vraisemblablement plus élevée que celle venant des compagnies privées pétrolières et gazières. Il y a donc tout avantage paradoxalement à maintenir la production électrique dans le domaine public.

Ces recommandations bousculent à la fois les aires de souveraineté que s'étaient définies les entreprises sur leur gestion financière, et les provinces sur la gestion de leurs ressources naturelles. Le besoin de revenus du gouvernement fédéral constitue-t-il une raison suffisante pour envahir un autre champ de compétence provinciale ? Mais surtout, n'y aurait-il pas d'autres moyens pour le gouvernement fédéral de redistribuer à la collectivité les avantages que procure aux consommateurs de certaines provinces l'accès à une source d'énergie bon marché ? D'ailleurs tout en étant d'accord avec le principe de partage de la rente électrique, Copithorne, MacFadyen et Bell (1985: 469-470) pensent que le prélèvement et la redistribution par le système de péréquation s'avèrent politiquement inadéquats. Et encore faudrait-il appliquer ce principe à l'ensemble des ressources naturelles. Ainsi il serait juste que ceux qui vivent dans les régions tempérées du pays versent une rente à ceux qui habitent dans les zones les moins hospitalières ! Il y a lieu de s'étonner que le versement d'une rente soit exigé des entreprises publiques provinciales en vertu du principe de l'équité, alors que la rente pétrolière est régulièrement exportée par les multinationales étrangères. La rente électrique a au moins l'avantage d'être appropriée par les consommateurs locaux.

Ceci dit, le gouvernement du Québec n'a pas attendu le rapport du Conseil Économique pour taxer les profits d'Hydro-Québec. Des modifications majeures au régime fiscal de la société d'État ont été apportées en 1979 et en 1981. Un impôt annuel de 3% sur les revenus

bruts des ventes aux particuliers a été créé en 1979. La loi 16, sanctionnée en 1981, dote l'entreprise d'un fond social d'une valeur de 5 milliards \$ et soumet l'entreprise au paiement d'un dividende annuel au ministre des Finances à même ses bénéfices. En outre la loi 16 impose à Hydro-Québec le paiement d'une taxe sur le capital au même taux que les corporations du secteur privé. Enfin les abonnés domestiques paient directement la taxe de vente de 9% sur la valeur de leur consommation.

En 1984, l'ensemble de ces taxes ont procuré à la Province 361 millions de dollars, auxquels on doit ajouter 18 millions qui sont perçus par les municipalités. Par rapport aux revenus nets avant impôts, ce fardeau fiscal (incluant les dividendes) représente un taux de taxation de 14,3% pour 1984, ce qui est bien supérieur au taux d'imposition du secteur privé (Faucher et Bergeron, 1986: 169-172).

**TABLEAU 3**  
**Hydro-Québec et la fiscalité provinciale**  
**(\$'000)**

	Impôts sur les ventes(3%)	Taxe sur le capital	Dividendes à l'actionnaire	Taxes municipales et scolaires	Revenus avant impôts
1980	51 188	--	--	6 343	1 446 737
1981	63 003	43 418	6 900	8 469	1 580 660
1982	71 018	97 866	7 000	15 963	1 956 000
1983	83 872	108 236	60 000	17 514	2 193 000
1984	91 025	114 445	156 000	18 346	2 534 000

Source: Hydro-Québec, Rapports annuels.

La recommandation 22 du rapport du Conseil est donc appliquée au Québec. Elle conduit à une réduction de l'autonomie financière de l'entreprise, ce qui ne semble pas inquiéter les créanciers dans la mesure où Hydro-Québec réussit à maintenir, par les hausses de tarifs qui lui sont consenties, les ratios exigés.

### 3-Les exportations.

L'argument avancé au chapitre de la rente concerne les revenus d'exportation. Le Conseil est d'avis que les bénéfices d'exportation ne doivent pas, non plus que la rente implicite dont jouissent les entreprises, servir de forme de subvention à la clientèle domestique; les bénéfices réalisés ne doivent pas contribuer à une réduction des tarifs. Une telle pratique aurait pour effet de fausser le choix des consommateurs, en stimulant la demande d'énergie électrique "au-delà du niveau souhaitable en regard du coût des ressources employées pour y répondre" (Rapport, 111) et ainsi contribuer à augmenter les besoins en infrastructure de production.

Pour remédier à ce problème, le Conseil recommande de séparer les activités de vente à l'exportation des activités domestiques courantes des sociétés d'État, en les confiant à une filiale distincte (recommandation 23). La filiale serait chargée d'administrer et de comptabiliser ces transactions ainsi que de s'assurer qu'elles n'influent en rien sur la gestion et les prix du réseau intérieur. Le Conseil recommande également que les bénéfices nets des ventes à l'étranger soient utilisés par les gouvernements provinciaux à d'autres fins (non précisées) qu'une réduction générale des tarifs.

C'est le problème de la péréquation entre consommateurs qui est ici posé. Tout système de tarification, même marginaliste, avantage certains consommateurs aux dépens des autres; l'enjeu de la définition d'une structure de tarification consiste à prévoir et à choisir quels seront les gagnants et quels seront les perdants. Le Conseil, selon son système de valeur, condamne une péréquation qui s'exerce au détriment des consommateurs américains et à l'avantage des abonnés domestiques. Les entreprises exportatrices quant à elles estiment, en incorporant les revenus d'exportation dans leur bilan consolidé, que les abonnés locaux, qui sont les propriétaires de la ressource exploitée, doivent profiter des recettes perçues. Cette position se défend dans la mesure où c'est la collectivité qui, par ses paiements mensuels, assume les coûts de la mise en valeur des ressources et du financement des installations.

L'affirmation selon laquelle les revenus d'exportation, en faisant baisser les tarifs, entraîneraient une croissance exagérée de la demande, n'est pas confirmée par les faits. Dans le cas du Québec, l'accroissement spectaculaire en volume et en valeur des exportations à partir de 1978 s'est accompagné de fortes hausses tarifaires sur le marché interne (211 % de hausses moyennes cumulées entre 1978 et 1983); celles-ci n'ont certainement pas contribué à stimuler la demande interne. On note



également que l'écart entre les tarifs québécois et ceux des autres réseaux nords-américains était beaucoup plus important au moment où la valeur nette des exportations était presque négligeable (entre 1960 et 1970). Il faut supposer alors qu'en l'absence de revenus d'exportation, les hausses de tarifs auraient été plus importantes contribuant à réduire la demande et à augmenter la masse des surplus, lesquels, faute de marché, auraient dû être gaspillés. Bref, dans la conjoncture des cinq dernières années au Québec, la recommandation du Conseil aurait fait augmenter sensiblement nos factures d'électricité et obligé l'entreprise productrice à déverser davantage d'eau par-dessus les barrages.

#### **4-Tarifs et choix de consommation.**

Le Conseil reproche aux entreprises électriques de maintenir des tarifs trop bas par rapport aux coûts de production, ce qui fausse le choix des consommateurs en favorisant la préférence pour l'électricité au détriment des autres formes d'énergie et va à l'encontre de l'objectif d'efficacité. Le raisonnement s'applique mal à la pratique adoptée au Québec. Ainsi, dans le cadre de la politique énergétique, il a été décidé que le prix de l'électricité devait se situer entre ceux du gaz et du mazout, de façon à diminuer la dépendance énergétique envers le pétrole importé et à favoriser la pénétration du gaz. Par exemple, à l'hiver 1982-1983, le prix de l'électricité pour le chauffage des habitations se situait entre 90 et 92% de celui du mazout, et à 115% de celui du gaz. Par ces directives le gouvernement provincial fait la preuve qu'il est conscient du problème de l'intégration des marchés énergétiques et du rôle fondamental des prix dans l'orientation et la gestion de l'offre et de la demande. La différence essentielle avec l'argumentation du Conseil réside dans les objectifs distincts que poursuivent les provinces.

Même avec des tarifs relativement bas, Hydro-Québec, comme plusieurs réseaux canadiens et américains, dispose d'importants surplus de puissance et d'énergie que la demande interne ne réussira pas à absorber, suivant les prévisions actuelles, avant dix ans (Hydro-Québec, 1986: 53). Dans ces conditions, quelle sera l'incidence des augmentations tarifaires proposées par le Conseil sur l'évolution de la demande ? En présence de surplus, tout relèvement des tarifs freinera encore davantage l'évolution de la demande. Par ailleurs, il n'est pas certain que les hausses tarifaires suscitent des revenus accrus pour l'entreprise si elles ont pour effet de réduire la consommation. L'expérience récente montre que les consommateurs réagissent aux hausses tarifaires elles-mêmes, peu importe

le niveau relatif des tarifs par rapport aux autres sources d'énergie. C'est donc le prix absolu de l'électricité, et non pas son prix relatif qui a une incidence sur la demande, comme le démontre la baisse de la demande qui a suivi au Québec les hausses cumulées de la période 1978-1983, bien que le prix relatif de l'énergie électrique soit demeuré bas. D.Brooks (1985: 438) fait d'ailleurs remarquer à juste titre que le côté demande du marché énergétique constitue un aspect négligé et sous-estimé du Rapport.

Le rapport du Conseil se situe nettement dans un contexte de pénurie de l'offre. Que penser de l'objectif de conservation en présence de surplus gigantesques (le Québec dispose de surplus correspondant à 31% de ses besoins internes; en Ontario, ce pourcentage s'élève à 45% (*Business Week*, 30 septembre 1984: 84). Comment, dans ce contexte, appliquer une tarification marginaliste? En effet le concept de vente au coût marginal suppose que le consommateur paie un prix égal à ce qu'il en coûte au producteur pour satisfaire à la marge sa demande. Mais en période de capacités excédentaires durables, lorsque le parc de production n'est pas adapté à la demande, le coût de satisfaction de la demande marginale est très faible, sinon nul. Dans ces conditions en effet, ce coût ne comporte que le prix du combustible, inexistant dans le cas de l'hydro-électricité. Or ni Hydro-Québec ni aucun autre réseau n'a les moyens de faire cadeau des dernières tranches d'électricité consommées, comme l'autoriserait pourtant l'application de ce principe.

Enfin, comment expliquer le fait que si, comme l'affirme le rapport, les prix trop bas de l'électricité entraînent sur-consommation et gaspillage, ce soient précisément les entreprises qui maintiennent les tarifs les plus bas qui sont aux prises avec les plus larges surplus?

Manifestement, l'argument du Conseil est simpliste. Il existe d'autres facteurs que le niveau des tarifs par rapport au niveau des coûts qui agissent sur la demande. Notamment, les hausses de prix conduisent à restreindre la demande, même si le niveau absolu ou relatif des tarifs est bas. Les besoins en électricité peuvent arriver à saturation, ce qui limite la progression de la demande, indépendamment des prix. Si ces deux causes se conjugent avec des prévisions optimistes qui donnent lieu à des programmes d'équipement trop ambitieux, des surplus de puissance et d'énergie surviennent. C'est la situation que connaissent la plupart des réseaux publics d'électricité. Ceux-ci, pour financer leurs installations, cherchent à exporter les surplus.

On ne voit pas très bien pour quelle raison, l'État provincial serait justifié de gérer ces exportations et de s'en approprier les bénéfices, à moins de supposer qu'il participe directement, dans la même proportion au financement. Dans le cas contraire, la société d'État ferait supporter à ses abonnés le financement des installations conçues initialement pour satisfaire la demande interne mais qui servent à l'exportation, alors que les revenus seraient perçus par la Province puis transférés au fédéral. Ici comme dans le cas de la rente, tant que les gouvernements fédéral et provincial ne participent pas aux coûts de développement, le principe d'équité autorise certainement que les bénéfices liés à la production d'électricité soient répartis entre les abonnés.

## **B-LA TARIFICATION MARGINALISTE DE L'ELECTRICITE**

Bien que le rapport ne fasse pas officiellement la recommandation d'appliquer une tarification strictement inspirée des principes marginalistes, l'argumentation dans son ensemble en est inspirée. C'est presque timidement, dans ce contexte, que la recommandation 21 propose aux organismes provinciaux d'étudier "la possibilité d'appliquer les principes de tarification au coût marginal à la détermination des prix de l'électricité". Cette étude est effectivement en cours, et dans certains cas elle a même eu lieu. Si le principe est séduisant, la mise en pratique soulève de tels problèmes que le projet a été abandonné. De fait on constate que la tarification de l'électricité s'inspire spontanément de l'idée de la tarification marginale, bien que, comme nous le verrons, ces pratiques doivent bien peu à la théorie.

### **1-Tarifification marginaliste et concurrence.**

La théorie veut que le gestionnaire fixe son niveau de production à un niveau tel que le prix de vente égale le coût marginal de production. Le consommateur de son côté, soucieux de maximiser son utilité, par ses choix, permettra de réaliser un équilibre correspondant à l'allocation optimale des ressources. Dans le cas de l'énergie, cela signifie que si chaque forme d'énergie est tarifée suivant son coût de revient marginal, le consommateur sera en mesure d'opérer des choix de substitution entre l'électricité, le gaz et le pétrole. Il choisira rationnellement la solution la moins chère, qui sera également la moins coûteuse pour la collectivité.

Le Conseil dans son rapport semble supposer que les entreprises de pétrole et de gaz, parce qu'elles appartiennent dans leur majorité au secteur privé, appliquent normalement une tarification de type marginaliste. Enfin, l'analyse qui est proposée ne s'adresse qu'aux entreprises publiques d'électricité.

La tarification marginale ne peut contribuer à l'optimum sectoriel que dans l'hypothèse où elle est pratiquée unanimement par l'ensemble des producteurs d'un même produit et pour ses substituts. Cette exigence provient du fait que les choix économiques que l'on cherche à orienter sont des choix alternatifs, et que c'est l'optimisation des prix relatifs qui est visée.

Parce que la structure du secteur privé de l'énergie n'en est pas une de concurrence, il en résulte que les prix obéissent à des déterminants étrangers aux fluctuations des marchés, auxquels s'ajoutent la réglementation imposée par les pouvoirs publics. Dans ces conditions une tarification marginale au niveau de l'industrie est clairement impraticable.

## **2-Niveau et structure de la tarification de l'électricité.**

Pour l'application éventuelle de la tarification au seul secteur de l'électricité, il convient de distinguer le *niveau* de la tarification par rapport au niveau des coûts marginaux, et la *structure* des tarifs par rapport à celle des coûts. Le Conseil Économique dans ses recommandations, s'intéresse surtout au second élément. Des tarifs différenciés suivant la période d'utilisation reflètent la différence des coûts, suivant que la demande est enregistrée en période creuse, satisfaite par des centrales dites de base, ou en période de pointe, où les centrales aux coûts d'opération les plus élevés sont mises en marche. Les tarifs plus élevés incitent les consommateurs à transférer une partie de leur demande en période creuse, évitant ainsi à la collectivité d'investir dans des équipements coûteux.

L'ajustement des comportements des consommateurs n'est cependant pas aussi automatique. Certains usagers sont plus sensibles que d'autres aux variations de prix, dans d'autres cas ce sont les usages qui peuvent être transférés, mais rien ne nous assure que usages et usagers coïncident pour transformer la courbe de demande. L'élasticité de la demande est un indicateur adéquat pour identifier la consommation susceptible de répondre à une incitation tarifaire. Le tableau 7.5 (Rapport:

121) indique que ce sont les industries et les commerces qui sont les plus sensibles aux variations des prix de l'énergie. Cependant la variation est très large (elle varie de -0,21 à -1,00 pour l'industrie et de -0,40 à -1,06 pour le commerce) et concerne la demande énergétique dans son ensemble, si bien qu'il est difficile d'en tirer des enseignements pour la seule demande d'électricité.

En revanche, la capacité d'ajustement de la demande paraît faible. Pour l'industrie, les machines, l'éclairage, le chauffage sont requis pendant les quarts de travail qui sont déterminés par l'usage, les lois du travail et les ententes contractuelles. De même pour le commerce la consommation d'énergie est fonction des heures ouvrables. La consommation domestique surtout pour le chauffage et l'éclairage à l'heure de pointe, est elle aussi relativement rigide dans nos climats.

Une étude réalisée par une association internationale de producteurs d'électricité estime qu'en France l'élasticité-prix de la demande industrielle d'électricité est de -0,15 pour la période 1970-1979, ce qui est très faible; celle du secteur domestique est estimée à -0,57. En RFA, en Italie et aux Pays-Bas, cette valeur est nulle tant pour le secteur industriel que domestique (Unipede, 1982: 21-22). Ces résultats confirment que la demande d'électricité est rigide à court et à moyen terme. La période d'utilisation dépend d'une multitude de facteurs autres que le prix. C'est donc dire qu'une différentiation des tarifs selon la période d'utilisation, serait supportée par les utilisateurs sans avoir pour effet de déplacer la demande.

Après la question de la structure, vient celle du niveau de la tarification. Le Conseil est conscient qu'une tarification au coût marginal pose des problèmes délicats d'opérationnalisation. Ces difficultés ont fait conclure au Conseil de l'énergie de l'Ontario que ce principe tarifaire:

"est devenu un concept à la mode, dont le sens n'est pas arrêté et qui manque de cohérence. Il n'existe pas de définition claire et pratique du coût marginal, ni de méthode éprouvée et facile à appliquer pour concilier le coût marginal avec les besoins de recettes. Ces obstacles sont insurmontables." (p.107)

Le Conseil ontarien recommande à Hydro-Ontario de rejeter ce principe et de poursuivre son mode de tarification basé sur les coûts comptables.

Les tarifs calqués sur les coûts marginaux ne sont pas nécessairement compatibles avec les impératifs budgétaires des entreprises publiques. La tarification au coût marginal ne conduit à un excédent que dans la situation de rendements d'échelle décroissants; au contraire en situation de rendements croissants, ce qui est le cas des monopoles publics d'électricité, cette méthode de tarification entraîne un déficit budgétaire (puisque le coût moyen est constamment supérieur au coût marginal). Ainsi une tarification dont le niveau respecte le principe du coût marginal ne convient donc pas à l'industrie de la production électrique.

### 3-La tarification d'Hydro-Québec.

À Hydro-Québec la tarification est fixée en référence aux coûts comptables. Cette méthode est préférée car elle garantit que les besoins financiers de l'entreprise seront satisfaits. Le tableau 4 présente une comparaison entre le coût marginal et les tarifs pratiqués.

**TABLEAU 4**  
**Tarifs et coûts marginaux de l'électricité au Québec, 1981**

Catégories de consommateur	coût marginal (cent/KWh)	tarif pratiqué (cent/KWh)	tarif/coût %
Domestique	3,5	3,0	0,86
Général - petite puissance	2,7	4,1	1,52
Général - moyenne puissance	2,4	3,0	1,25
Général - grande puissance	1,9	1,6	0,84

Source: Gouvernement du Québec. L'électricité, facteur de développement industriel au Québec. Québec, l'Éditeur officiel, 1980, p. 72.

On constate que les abonnés domestiques et les abonnés grande puissance sont avantagés par des tarifs équivalant à 85% du coût marginal dans leur catégorie respective. Si les tarifs pratiqués sont pondérés par le

volume des ventes de chaque catégorie, il apparaît que le niveau général des tarifs est légèrement supérieur au coût marginal.

La structure de la tarification se rapproche d'une tarification au coût marginal. À la base le tarif contient deux éléments: une prime fixe qui couvre les frais de raccordement au réseau, l'entretien et l'administration, et une deuxième partie qui représente le prix de l'énergie consommée.

En outre, Hydro-Québec différencie entre ses clients suivant la tension d'alimentation, ce qui reflète des caractéristiques de consommation et autant de coûts de livraison et de distribution particuliers. Il existe quatre grandes catégories de clients, chacune associée à un tarif; ce sont: le tarif domestique et agricole, le tarif général petite puissance (< 100 kW), le tarif général moyenne puissance (de 100 à 5 000 kW), et le tarif grande puissance (de 5 000 à 150 000 kW). Parce qu'il en coûte moins cher d'alimenter un abonné grande puissance qui prend sa charge à haut voltage directement du réseau de transport qu'un abonné domestique qui demande des équipements chers (transformateurs, câbles, compteurs, etc), ces différences sont reflétées assez précisément dans la structure tarifaire. Celle-ci dans sa pratique, reprend donc les principes de la tarification au coût marginal.

Se pose finalement la question de la différenciation des tarifs sur une base horaire. Cela signifierait que le prix varierait suivant la période de consommation, en fonction de la charge différente des capacités de production, de transport et de distribution. L'application de ces critères permet d'identifier des moments "critiques" pendant lesquels les équipements fournissent leur rendement maximal et où les risques de défaillance sont les plus élevés, et des heures creuses.

L'enjeu consiste à inciter les grands consommateurs à adapter leur demande de manière à soulager la pointe et à équilibrer la courbe de demande, étant entendu que les contraintes techniques se répercutent directement sur les prix de production de l'énergie.

Si la France utilise avec un certain succès cette méthode, il semble que celle-ci pose au Québec des problèmes particuliers liés à la fois au type d'installation et aux caractéristiques de la demande. La différence entre le coût de production d'une centrale de base (approximativement 3 mils pour le complexe Manic) par rapport à une centrale marginale (soit 29 mils dans le cas de LG 2) est beaucoup plus faible que si la production hydro-

électrique devait être complétée par des installations nucléaires et thermiques. Au Québec les coûts du combustible sont nuls. Donc le gain susceptible d'être réalisé par une différenciation des prix suivant les périodes d'utilisation est faible.

En présence de surplus de capacité de production et d'hydraulicité excédentaire, la logique économique commande de vendre le plus possible, consentant même, si cela est nécessaires des rabais aux grands utilisateurs <sup>3</sup>. La recommandation du Conseil ne fait du sens que dans un contexte de pénurie ce qui ne correspond certainement pas à la situation non seulement du Québec, mais de l'ensemble de l'industrie électrique canadienne depuis le début des années 80.

## CONCLUSION

Le marché de l'énergie est à la fois complexe et fort sensible. La gestion de ce marché soulève toujours des controverses à cause de l'importance des intérêts qui sont en jeu et des répercussions que toute décision aura nécessairement sur l'activité économique dans son ensemble. C'est pourquoi une réflexion visant à rendre le fonctionnement de ces marchés plus efficace est indispensable.

Le discours économique possède l'avantage sur celui des autres sciences sociales de pouvoir être formalisé, c'est donc dire qu'il répond aux normes strictes de la logique formelle, c'est le monde enchanté de la raison pure, de l'abstraction. Reconnaissons que la majorité des économistes évitent de s'enfermer dans des règles intellectuelles trop rigides, pour demeurer dans le domaine de la pratique où règnent les compromis.

En abordant la question de l'énergie, le Conseil ne touche pas seulement à une question économique, mais s'attaque à un dossier fort complexe de juridictions administratives et politiques. Ne pas en tenir compte, prétendre qu'elles n'existent pas, ou pire affirmer que ces dimensions ne font que refléter des intérêts régionaux dans leur définition étroite, ne règle rien, au contraire. Ce manque de sensibilité face aux réalités sociales, que reflète le rapport du Conseil, contribue à polariser davantage les intervenants du secteur, mais ne contribue pas à la recherche

---

<sup>3</sup> Les rabais servent à inciter les utilisateurs à accélérer la conversion de leurs installations. L'ajustement de la demande aux conditions du marché est ainsi facilité.



de solution au difficile problème de la distribution du surplus économique généré par une ressource collective.

Nous avons montré dans cet article que les jugements portés par le Conseil sur la performance du secteur public ne reflète qu'une partie de la réalité. Hydro-Québec est une exception de taille. Ne pas en tenir compte mine la crédibilité des recommandations du Conseil et encore une fois, ne contribue pas à la sérénité du débat.

Le marché est une construction sociale qui n'existe pas en dehors des normes légales, de la réglementation et des institutions politiques . Ses dimensions sont plus réelles et contraignantes que l'offre et la demande. C'est pourquoi nous croyons que la meilleure solution économique ne fait pas de la bonne économie.

**BIBLIOGRAPHIE**

BROOKS, David D. (1985). "Energy Conservation and Energy Strategy : A Connection not Made", Analyse de politiques, XI (numéro spécial, juillet), p.438-442.

CONSEIL ÉCONOMIQUE DU CANADA (1985). Interconnections: une stratégie énergétique pour demain, (Ottawa, Approvisionnements et Services).

COPITHORNE, Lawrence, Alan MACFADYEN et Bruce BELL (1985). "Revenue Sharing and the Efficient Valuation of National Resources", Analyse de politiques, XI (numéro spécial, juillet), p.465-478.

FAUCHER, Philippe et Johanne BERGERON (1986).Hydro-Québec:la société de l'heure de pointe, (Montréal, les Presses de l'Université de Montréal).

HYDRO-QUEBEC (1986). Plan de développement d'Hydro-Québec 1986-1988: Horizon 1995, (Montréal, Hydro-Québec).

KIDDER, PEABODY AND Co.(1983).Hydro-Québec:Company Analysis,(New-York, Kidder,Peabody and.Co.).

UNIPEDE (1982). Influence des prix sur la consommation d'électricité, Rapport au Congrès de Bruxelles, Juin.

ZUKER, Richard C. et Glenn P.JENKINS (1984). L'or liquide: production hydroélectrique et rente économique, (Ottawa, Conseil Économique du Canada).

ZUKER, Richard C. et M.-H. PASTOR (1985). "Financial Policies in the Canadian Electric Utility Sector: Origins, Practices and Questions". Analyse de politiques, XI (numéro spécial, juillet), p.427-437.