

Implantation du tarif de fourniture d'électricité au Québec

Par
Jean-Thomas Bernard

GREEN
Département d'économie
Université Laval

Deuxième version
17 mars 1999

Table des matières

PARTIE I : CONSÉQUENCES ET IMPACTS TARIFAIRES, FINANCIERS, BUDGÉTAIRES ET ÉCONOMIQUES DE L'AVIS DE LA RÉGIE

- A. Rendement d'Hydro-Québec
- B. Contrats particuliers et contrats d'exploitation
- C. L'interfinancement
- D. La position concurrentielle de l'électricité
- E. Définition réglementaire du réseau de transport
- F. Ouverture du marché québécois de l'électricité de gros aux fournisseurs québécois
- G. Échéancier de réalisation des projets de production
- H. Analyse comparative

PARTIE II : PROPOSITION D'UN SCÉNARIO VISANT À INTRODUIRE LA CONCURRENCE AU NIVEAU DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

Partie I

CONSÉQUENCES ET IMPACTS TARIFAIRES, FINANCIERS, BUDGÉTAIRES ET ÉCONOMIQUES DE L'AVIS DE LA RÉGIE

A. Rendement d'Hydro-Québec

Dans son Plan Stratégique 1998-2002, déposé à l'automne 1997, Hydro-Québec présente comme objectif la réalisation d'un taux de rendement raisonnable sur son avoir propre. Ainsi elle vise un taux de rendement de 11,8% en l'an 2000 alors que ce rendement ne fut que de 6,0% en 1997. D'ailleurs le taux de rendement sur son avoir propre n'a pas excédé le taux d'intérêt moyen sur ses obligations au cours des quinze dernières années.

L'application de l'Avis de la Régie de l'énergie au Gouvernement du Québec concernant les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture de l'électricité émis le 11 août 1998, pourrait mettre en cause la réalisation de cet objectif si l'évaluation des dépenses antérieures d'investissement amenait la Régie à rejeter certaines de ces dépenses comme ayant été non justifiées ou encore si la Régie adoptait des règles comptables à l'égard de l'amortissement qui seraient différentes de celles suivies par Hydro-Québec. La première possibilité est celle qui présente le plus de risque à l'égard du rendement sur l'avoir propre d'Hydro-Québec. Elle donnerait lieu à des dépenses d'investissement qui n'apparaîtraient plus justifiées dans le nouveau contexte réglementaire et ceci s'apparenterait à des "stranded costs".

Compte tenu de l'association des conséquences des décisions de cette nature aux "stranded costs" et de la reconnaissance de ces derniers dans la plupart des juridictions comme étant des dépenses qui devraient, en quelque sorte, être couvertes surtout par les consommateurs plutôt que par les actionnaires, la Régie devrait prévoir un mécanisme de récupération de ces dépenses et ainsi le rendement sur l'avoir propre d'Hydro-Québec ne s'en trouverait pas modifié de façon significative. En effet, une fois que les actifs de

production auront été évalués par la Régie, ils feront partie de la base à laquelle sera appliquée le taux de rendement qui lui aussi sera déterminé par cette même Régie.

La fourniture de l'électricité aux clients repose sur l'usage complémentaire de trois types d'équipement : production, transport et distribution. Le transport est déjà considéré comme une activité séparée et la Régie, dans son avis, adopte à toute fin utile la position que la production soit traitée également comme une activité séparée. La distribution devrait donc être également traitée comme une activité séparée puisqu'il y aura analyse d'un coût de fourniture. D'ailleurs la séparation des activités en activités réglementées et non réglementées amène naturellement à considérer les trois fonctions comme donnant lieu à des activités séparées.

L'application d'un taux de rendement jugé raisonnable par la Régie à chaque activité réglementée d'Hydro-Québec et donc sur l'ensemble des activités réglementées devrait faire en sorte que le gaz naturel et l'électricité seront traités sur le même pied. Il y a néanmoins une différence majeure, soit, le prix de la fourniture d'électricité serait basé sur un taux de rendement jugé raisonnable alors que le prix du gaz naturel comme marchandise serait déterminé par le marché. Sous-jacent au prix du marché du gaz naturel, il y a la réalisation d'un taux de rendement normal par les producteurs de gaz naturel pour ce type d'activité. Évidemment, ce taux de rendement normal n'est pas acquis à l'avance et il est soumis à des fluctuations année après année. Dans le cas de la production de l'électricité, le taux de rendement réglementé ne serait pas l'objet de telles fluctuations puisqu'il serait réglementé.

B. Contrats particuliers et contrats d'exportation

Pour éviter l'interfinancement entre les différentes catégories de consommateurs d'électricité avec le signal de prix pervers qui accompagne cette pratique, il est souhaitable que les surplus ou les manques à gagner qui résultent des contrats particuliers soient pris en charge par l'actionnaire puisqu'ils découlent des décisions de ce dernier.

Ceci vaut tout aussi bien pour les anciens contrats de cette nature que pour ceux qui pourraient être signés à l'avenir.

Le même raisonnement s'applique aux contrats d'exportation d'électricité régulière lorsque des équipements spécifiques sont développés à cette fin. Il est plus difficile à appliquer aux échanges de court terme développés dans une perspective d'exportation soutenue. Dans le contexte d'ouverture du marché américain, il est attendu que les exportations d'électricité prendront surtout cette forme. La difficulté provient de la difficulté d'identifier les équipements propres à l'exportation et ceux propres au marché domestique. Ainsi il est possible que les interconnexions qui servent surtout aux échanges de court terme jouent aussi un rôle de substituts aux équipements d'appoint en cas de défaillance. Il est même possible que ces équipements soient très peu utilisés compte tenu de leur fonction. Les coûts de ces équipements devraient être imputés aux ventes domestiques en raison du service rendu. Cet exemple illustre la difficulté de séparer les équipements par type de consommateurs incluant l'exportation.

C. L'interfinancement

Les documents déposés par Hydro-Québec lors de la consultation publique sur le plan de développement 1993-1996 et certaines études indépendantes tendent à supporter les affirmations suivantes en ce qui concerne l'interfinancement : le secteur résidentiel a bénéficié d'un traitement favorable, par contre le secteur commercial, institutionnel et de la petite industrie a reçu un traitement défavorable alors que la grande industrie a payé un prix qui couvre le coût moyen avec un taux de rendement raisonnable.

L'application rigoureuse de la régulation des prix sur la base d'un taux de rendement raisonnable appliqué aux actifs évalués par activité, i.e., production, transport et distribution, entraîne l'élimination de l'interfinancement. Pour que l'entreprise réglementée réalise un taux de rendement raisonnable sur l'ensemble de ses actifs, il faut que chaque service gagne le taux de rendement normal si aucun des services réglementés ne peut gagner plus que ce taux normal. Dans ce cas précis, ceci signifierait une hausse

des tarifs pour le secteur résidentiel et une baisse pour le secteur commercial, institutionnel et de la petite industrie.

C'est la conclusion qui est déduite de l'application rigoureuse de la régulation par le taux de rendement appliquée à des actifs séparés par activité. Il est bon de rappeler que l'expérience observée dans d'autres secteurs comme le gaz naturel ou dans d'autres juridictions montre que la régulation des tarifs telle que pratiquée par les régies ou les commissions n'élimine pas en soit l'interfinancement. Cependant, la régulation des tarifs sur la base des activités rend l'interfinancement plus explicite.

D. La position concurrentielle de l'électricité

Présentement, le Québec bénéficie d'un avantage au niveau du prix de l'électricité par rapport aux régions limitrophes. Cet avantage repose surtout sur les coûts peu élevés des ressources hydroélectriques qui ont été développées, mais également sur le faible taux de rendement gagné par Hydro-Québec sur son avoir propre. L'application rigoureuse de la réglementation par le taux de rendement appliqué au capital va entraîner l'élimination du rôle joué par ce second facteur. Globalement, il devrait en résulter une hausse de tarifs pour le secteur résidentiel, une diminution pour le commercial et une hausse très modérée pour l'industriel. Ces changements modifieraient les prix relatifs par rapport au gaz naturel et les produits pétroliers ici-même au Québec.

Les ressources hydroélectriques québécoises ont été développées selon un ordre croissant de coûts et il s'ensuit que les ressources qui potentiellement restent à développer coûtent plus cher que le coût moyen des ressources qui ont été mises en production jusqu'à ce jour. Quelles ressources pourraient être développées dans le contexte réglementaire qui découlerait de l'avis de la Régie?

Deux facteurs sont déterminants à cet égard : il y a d'abord l'ouverture du marché de gros qui permet la concurrence des producteurs étrangers auprès des distributeurs d'électricité québécois et qui impose ainsi un plafond sur les prix de fourniture de

l'électricité. Ensuite il y a le mode de tarification selon le coût moyen de l'ensemble des actifs de transport tel que formulé par le gouvernement dans sa directive à la Régie.

A long terme, le prix de l'électricité à la frontière du Québec devrait être déterminé par le coût de la source d'électricité la moins dispendieuse à cet endroit. A ce moment-ci, il semble que le prix sera établi par le coût d'une turbine alimentée au gaz naturel et un estimé de ce coût est de l'ordre de 5¢ par kwh. Pour être rentable, un projet développé en territoire québécois doit avoir un coût marginal, incluant production et transport, inférieur à ce plafond. Compte tenu que le coût moyen de transport réglementé est de l'ordre de 1,5¢ par kwh, seulement les projets ayant des coûts de production inférieurs à 3,5¢ par kwh apparaissent rentables. Il reste peu de ressources hydroélectriques à développer au Québec qui passent sous ce seuil de coût.

Une fois que cette étape sera franchie, les ressources à développer ne seront plus rentables pour le marché de l'exportation. Pour le marché domestique, le prix plafond sera le prix à l'importation augmenté du coût du transport. Puisque les ressources domestiques devront aussi supporter le coût du transport, le nouveau prix plafond sera donc le prix à la frontière qui lui sera déterminé par le coût d'une centrale alimentée au gaz naturel. Ceci implique par contre que le coût marginal de l'électricité incluant la production et le transport sera plus élevé au Québec qu'au sud de la frontière parce que le coût de transport est relativement plus important au Québec que dans les régions avoisinantes. Il est difficile de prévoir le prix de l'électricité qui sera payé par les clients québécois puisque ce ne sera pas nécessairement le coût marginal de développement qui déterminera le prix réglementé à ce niveau.

Finalement soulignons une implication importante pour la propriété des nouveaux équipements de production découlant de la propriété du réseau de transport par Hydro-Québec. Si la production et le transport sont traités de façon intégrée par la Régie, il me semble qu'il n'y aura pas d'embûches majeures au choix des projets qui minimisent ces coûts. Il est bon de noter qu'Hydro-Québec sera alors dans une position privilégiée par rapport aux autres producteurs d'électricité parce qu'elle possède le réseau de transport

d'électricité et qu'elle est ainsi à même d'internaliser financièrement les impacts reliés à l'introduction de nouveaux équipements. En termes économiques, le critère à adopter est la minimisation du coût marginal de l'électricité livrée au réseau de distribution. Hydro-Québec sera à même de prendre en compte la complémentarité au niveau des coûts entre production et transport alors que les autres producteurs devront prendre les tarifs de transport comme donnés.

Pour illustrer ce dernier point, considérons une situation où il faut satisfaire une augmentation de la demande, où le prix au niveau de la génération est donné et où aucun nouvel équipement de transport n'est requis. La rentabilité d'un projet d'un producteur privé serait alors déterminé par le coût d'une turbine alimentée au gaz naturel localisée à la frontière américaine puisque l'une et l'autre source seraient en compétition pour servir le marché domestique et que tous les deux devraient également supporter le coût moyen de transport d'électricité en territoire québécois. Hydro-Québec serait dans une position d'offrir un prix légèrement inférieur pour battre la compétition, tout en obtenant globalement un revenu supérieur. Ce revenu additionnel provient de la baisse du coût moyen de transport due à la plus grande production et à la hausse du prix reçu pour la production des sites hydroélectriques déjà développés.

E. Définition réglementaire du réseau de transport

Dans sa directive à la Régie de l'énergie, le gouvernement du Québec a opté pour une tarification selon le coût moyen uniforme sur le territoire québécois avec une définition englobante du transport qui va des sites de production au transport en moyenne tension. Cette approche conduit à un estimé de coût de transport élevé et uniforme pour l'ensemble du Québec. Cette approche ne devrait pas créer de difficultés majeures à Hydro-Québec au niveau de la planification du développement des nouvelles ressources parce qu'elle peut internaliser des effets de complémentarité entre production et transport. Par contre il n'en est pas ainsi pour les autres producteurs qui voudraient avoir accès au réseau de transport du Québec soit pour exporter soit pour vendre ici-même. Ceci limite

la portée de la concurrence qui peut être instaurée sur le marché québécois de l'électricité.

F. Ouverture du marché québécois de l'électricité de gros aux fournisseurs québécois

Les réseaux municipaux pourront vraisemblablement continuer à s'approvisionner au Québec à un tarif établi par la Régie et le principal fournisseur sera Hydro-Québec. Ces réseaux municipaux voudront se tourner vers l'importation si le prix à la frontière ajouté au coût de transport est inférieur au tarif établi par la Régie pour eux. Compte tenu du tarif élevé du transport, il y aura probablement peu de situations où de telles opportunités apparaîtront, mais il s'en présentera car le prix de l'électricité sur le marché de gros aux États-Unis est parfois très faible. Hydro-Québec pourrait tirer avantage de telles situations en agissant simplement comme "marketer " et ainsi récolter un profit additionnel sur les ventes aux réseaux municipaux si ces derniers étaient forcés de s'approvisionner auprès d'elle.

Le coût élevé de transport fait en sorte qu'il est très difficile de concevoir que les producteurs privés puissent développer des équipements de production dont une partie significative de la production serait vendue aux réseaux municipaux. En effet ces derniers sont sur le même pied que les importations. Ils devront offrir un prix plus faible que le tarif reconnu par la Régie pour le service vendu aux réseaux municipaux tout en prenant en compte le coût du transport. La possibilité d'éviter le réseau de transport d'Hydro-Québec pourrait améliorer de façon significative la rentabilité de la production privée. Encore une fois les possibilités dans ce sens paraissent très limitées.

G. Échéancier de réalisation des projets de production.

Il est normalement attendu que l'approbation des projets par une Régie ajoutera une nouvelle étape dans le processus de décision par rapport à celles qui existaient déjà comme l'évaluation environnementale, l'approbation gouvernementale et la négociation avec les communautés locales. Toutefois, la Régie a également une responsabilité à

l'égard de la sécurité des approvisionnements. Les développeurs devraient donc prendre en compte cette étape additionnelle devant la Régie pour que la sécurité des approvisionnements ne soit pas compromise.

H. Analyse comparative

Le facteur déterminant derrière le mouvement de libéralisation de la production d'électricité d'abord au niveau du marché du gros et maintenant du marché de détail, a été l'écart qui est apparu entre le prix élevé de l'électricité payé par les consommateurs dans certaines régions et le coût marginal de production à partir de centrales alimentées au gaz naturel. Les prix élevés peuvent être expliqués par des dépassements de coûts surtout pour les centrales nucléaires, par des achats auprès des producteurs indépendants à des forts prix et par des programmes d'économies d'énergie qui se sont avérés moins performants que les prévisions. Toutes ces décisions avaient en général été approuvées par des commissions de services publics. La possibilité de produire de l'électricité à partir de centrales de petite dimension alimentées au gaz naturel à des coûts compétitifs a ouvert la porte à la concurrence à ce niveau. Les consommateurs, surtout les grands clients industriels, ont exercé des pressions pour avoir accès à ces sources moins coûteuses. C'est ainsi qu'il a été décidé de laisser la concurrence jouer son rôle au niveau de la production tout en mettant en place des mesures transitoires pour absorber les "stranded costs". Ceci implique que les prix au niveau de la production sont déterminés par le jeu des forces du marché et qu'il y a libre entrée de nouveaux joueurs au niveau de la production. Par contre les réseaux de transport et de distribution conservent des caractéristiques de monopole naturel et ils sont soumis à la régulation par des régies. Pour assurer l'équilibre énergétique, il est apparu nécessaire d'introduire un nouvel agent, appelé ISO (independent system operator), qui a pour mission d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à chaque moment tout en laissant la concurrence jouer son rôle au niveau de la production. L'introduction de la concurrence au niveau de la production implique que les commissions auront un rôle minimal à jouer à l'égard de la détermination des prix de production de l'électricité. Par contre elles assumeront probablement un nouveau rôle de gardienne de la concurrence dans ce secteur.

Il est évident que les forces politiques et économiques qui ont amené l'ouverture du marché dans le reste de l'Amérique du Nord ne se retrouvent pas au Québec. L'ouverture opérée jusqu'à ce jour est le résultat de l'adaptation requise pour conserver l'accès aux marchés avoisinants pour fins d'exportation. Des régies existaient déjà aux États-Unis alors que le Québec vient d'en créer une. Dans la perspective d'ouverture significative de la production à la concurrence, il serait bon de limiter le rôle de la Régie à l'égard de l'approbation des projets de production. Les "stranded costs" ont résulté justement de décisions partagées par les entreprises et les régies. Il est souhaitable qu'il existe une séparation à ce niveau. Autrement la Régie devient partie prenante et elle doit voir à ce que les coûts approuvés soient récupérés à travers les tarifs.

Partie II

PROPOSITION D'UN SCÉNARIO VISANT À INTRODUIRE LA CONCURRENCE AU NIVEAU DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC.

L'introduction de la concurrence au niveau de la production implique que le prix de la fourniture à ce niveau est déterminé par les forces du marché et qu'il doit y avoir libre entrée pour assurer que les projets qui ont les coûts les plus bas soient choisis avant les autres. Ceci limite nécessairement le rôle de la Régie à cet égard.

Cependant il est très difficile de concevoir comment un marché concurrentiel pourrait être organisé sur la base des seules ressources disponibles au Québec compte tenu de l'importance de la production originant d'Hydro-Québec. Il faut reconnaître que le Québec s'insère dans un ensemble plus grand qui comprend le Nord-Est américain (Nouvelle Angleterre, New York, Pensylvanie, New Jersey et Maryland) et l'Ontario. Un marché concurrentiel est en train d'être instauré dans ces régions avec des liens entre elles. Par les interconnexions en place et celles qui vont être développées, le Québec est et sera en relation constante avec ces marchés. Je propose donc qu'une bourse soit organisée au Québec qui reconnaisse expressément les prix à la frontière du Québec comme partie intégrante du processus concurrentiel du marché québécois de l'électricité. Pour optimiser l'utilisation des ressources, les producteurs d'électricité québécois devraient être indifférents entre vendre au Québec ou à l'exportation. Le prix de la fourniture au Québec serait donc égal au prix à la frontière moins le coût de transport. Ceci assurerait que tous les producteurs québécois seraient traités sur le même pied, tout au moins en ce qui concerne le développement de nouvelles ressources. La bourse québécoise devrait être gérée par un organisme indépendant de la Régie et de Transénergie afin d'assurer l'indépendance et la transparence de la bourse. La Régie pourrait exercer un rôle de moniteur quant à l'exercice réel de la concurrence alors que Transénergie conserverait la responsabilité de l'équilibre physique à maintenir sur une base continue.

Puisqu'il y aurait libre entrée à cette bourse, ce serait la responsabilité des entreprises de décider si leur participation à ce marché serait rentable ou non. Il n'y

aurait donc pas de marché séparé pour la capacité (KW) et pour l'énergie (kwh). D'ailleurs il est très difficile de concevoir comment deux marchés pourraient opérer séparément pour ces deux dimensions, alors que le service qui est finalement livré est celui de l'énergie. Ceci ne veut pas dire qu'il ne pourrait pas exister entre les producteurs et les distributeurs des contrats bilatéraux qui pourraient porter soit sur la capacité soit sur l'énergie.

Selon les estimés d'Hydro-Québec, il reste encore des ressources hydroélectriques qui pourraient être développées à un coût avantageux par rapport à d'autres sources incluant les turbines alimentées au gaz naturel. Ceci signifie que pour les prochaines années les producteurs québécois seront en général des exportateurs nets. A plus long terme, le Québec conservera cette capacité de faire l'arbitrage sur le marché américain entre les périodes où les prix seront élevés et les périodes où les prix seront faibles à partir de la capacité d'entreposage de ses réservoirs. Lorsqu'il y a exportation d'électricité à partir du Québec, les producteurs québécois devraient être indifférents entre vendre à la bourse québécoise ou vendre à la frontière, ceci implique que les prix de fourniture au Québec serait alors égal au prix à la frontière moins le coût de transport. Lorsqu'il y a importation, les demandeurs québécois, c'est-à-dire, les services de distribution devraient être indifférents entre importer ou acheter des producteurs québécois, ce qui signifie que le prix de la fourniture serait alors égal au prix à l'importation. Avec l'ouverture des marchés, il est attendu que les écarts de prix entre les périodes à prix élevés et les périodes à prix faibles seront atténués. A plus long terme, il viendra un moment de l'histoire où toutes les ressources hydroélectriques qui peuvent être développées à un coût compétitif auront été mises en service. A ce moment, le coût marginal de développement en territoire québécois suivra celui à la frontière.

Compte tenu du niveau de demande de l'électricité au Québec et de la capacité limitée des interconnexions, il est évident que l'offreur marginal sur le marché québécois ne peut pas être un producteur étranger. Les producteurs québécois, particulièrement Hydro-Québec, disposeraient alors d'un pouvoir de monopole sur le marché québécois. Il est suggéré que l'opérateur de la bourse s'assure que le prix payé aux producteurs

québécois soit plafonné par le prix à la frontière moins le coût de transport lorsqu'il y a exportation et par le prix à la frontière lorsqu'il y a importation. C'est le prix à payer pour maintenir une concurrence au Québec tout en reconnaissant une responsabilité à Hydro-Québec en tant qu'offreur de dernier recours pour la province.

Le fait que le prix de l'électricité qui s'établira dans la bourse québécoise sera déterminé par le prix à la frontière n'implique pas que toute la production devrait recevoir ce prix. Ceci nous amène à discuter du prix de la production qui peut être produite à partir des ressources hydroélectriques déjà en service. Puisqu'une rente est associée à ces ressources et qu'il a déjà été décidé de la distribuer aux usagers québécois à travers des prix plus faibles que les prix qui seraient déterminés par le coût marginal de développement, cette énergie pourrait faire l'objet d'une vente qui serait l'objet d'un contrat bilatéral portant sur une quantité donnée entre Hydro-Québec comme producteur et Hydro-Québec comme distributeur. Il reste à déterminer le prix et la quantité d'électricité.

En ce qui me concerne, je serais plutôt favorable à une quantité prédéterminée qui reposerait sur des précipitations normales à cause de la gestion pluriannuelle des réservoirs d'Hydro-Québec et aussi des améliorations marginales qu'Hydro-Québec pourrait apporter à ses propres installations. Quant au prix, il devrait permettre à Hydro-Québec de gagner un taux de rendement normal sur le capital investi. Nous sommes en présence de deux positions : celle d'Hydro-Québec qui s'appuie sur le tarif L et celle de la Régie qui recommande la réévaluation des coûts déjà réalisés. Je ne crois pas que l'une ou l'autre approche donne des résultats bien différents si nous prenons en considération le fait que les "stranded costs" devraient être supportés par les consommateurs québécois. Il y aurait par contre une différence dans les coûts administratifs d'implantation. Le prix payé par Hydro-Québec comme distributeur pour l'ensemble de l'électricité achetée serait donc une moyenne pondérée du prix de l'électricité acquise selon le contrat bilatéral portant sur l'hydroélectricité réservée et le

prix à la frontière. Compte tenu de l'importance relative de l'hydroélectricité, il n'y aurait donc pas de choc tarifaire initialement.

Nous allons maintenant considérer comment pourrait évoluer les prix de l'électricité, les revenus d'Hydro-Québec et sa rentabilité si les prix de l'électricité étaient déterminés selon les principes énoncés plus haut. Rappelons les grandes lignes directrices : premièrement, il y a ouverture au niveau de la production et le prix au Québec prend en compte expressément les relations avec les marchés voisins. Puisque le Québec est un exportateur net, le prix au Québec est égal au prix fixé à l'exportation moins le coût de transport. Deuxièmement, le transport et la distribution ont des caractéristiques de monopoles naturels et ils sont soumis à la réglementation par la Régie sur la base d'un taux de rendement raisonnable appliqué aux actifs. Troisièmement, il y a reconnaissance de la capture de la rente hydroélectrique par les consommateurs québécois à travers de faibles prix pour ce volume d'électricité.

Le **tableau 1** présente un estimé des revenus par fonction pour l'année 1999 et par classe de consommateurs selon ces principes. Les revenus pour le transport et la distribution sont conformes aux coûts estimés par Hydro-Québec et ils présupposent la réalisation d'un taux de rendement de 10,3% avec part de l'avoir propre de 25%. Les revenus totaux sont également empruntés directement d'Hydro-Québec et ils incorporent les résultats des décisions antérieures en ce qui concerne la redistribution de la rente hydroélectrique et l'interfinancement. Les revenus de production sont donc obtenus de façon résiduelle. C'est sur la base des ressources hydroélectriques que le Québec a été en mesure d'établir des tarifs au niveau peu élevé. Ce fait est reconnu comme faisant partie du patrimoine québécois.

Voici maintenant quelques commentaires plus spécifiques sur le **tableau 1**. Puisque les revenus totaux sont empruntés directement d'Hydro-Québec, il n'y a donc pas de différences dans le taux de rendement de l'avoir propre, par contre le taux de rendement par fonction change, puisque celui de la distribution est accru et celui de la production est diminué. Pour le marché interne, le prix par kwh de 2,15 ¢ est inférieur au

prix cible de 2.80¢ proposé par Hydro-Québec. Toutes les classes de consommateurs bénéficient de cette baisse par rapport au prix cible à l'exception de deux groupes : petite et moyenne puissance. Il y a lieu de s'interroger sur le bien-fondé de faire payer à ces deux groupes un prix plus élevé que le prix cible de 2,80 ¢ par kwh. Notons que les contrats particuliers entraînent un manque à gagner de 307M\$ par rapport au prix cible et ce manque à gagner est supporté par l'actionnaire. De plus le marché externe réalise un profit de 43 M\$ par rapport au même prix cible et ce profit est transféré à l'actionnaire.

Le tableau 2, qui présente une simulation pour l'an 2002, est construit en adoptant les hypothèses suivantes. Les revenus de transport et de distribution sont encore une fois établis sur la base des coûts avec taux de rendement de 10,3% tels que présentés par Hydro-Québec. Les revenus de production ont deux composantes. La partie de la consommation égale à celle de 1999 reçoit le prix unitaire de 1999 comme il fut estimé au tableau 1. La consommation additionnelle se voit attribuer le prix reçu à l'exportation en 2002, c'est-à-dire 2.94 ¢ par kwh. C'est le prix reçu pour la nouvelle production. Le prix payé par les consommateurs québécois est donc une moyenne de ces deux prix. Il s'ensuit une hausse du prix pour la production pour toutes les classes de consommateurs à l'exception de la petite et moyenne puissance. Notons que le prix unitaire de la production pour les contrats particuliers a été obtenu de façon résiduelle à partir des revenus totaux et des coûts de transport et de distribution. La détermination des prix selon ces principes entraîne une baisse des revenus totaux de 335 M\$ pour l'ensemble du marché interne en l'an 2002 et donc une baisse du taux de rendement sur l'avoir propre projeté par Hydro-Québec soit 10,4%. Le rendement sur l'ensemble des activités s'en trouve réduit d'autant. Finalement il faut observer qu'aucune correction n'est apportée à l'interfinancement et que les pertes sur les contrats particuliers et les gains des exportations sont la responsabilité de l'actionnaire.

TABLEAU 1

Scénario de base 1999

H. Secteur	Ventes (Twh)	Revenus (M\$)				Revenus (¢/kwh)			
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total
Domestique	48.2	592	1107	1305	2994	1.22	2.30	2.71	6.21
Petite puissance	12.5	458	238	289	985	3.67	1.90	2.31	7.89
Moyenne puissance	21.2	763	309	218	1290	3.60	1.46	1.03	6.10
Grande puissance	61.2	1334	666	123	2123	2.18	1.09	0.27	3.47
Tarif L	38.5	1009	442	97	1548	2.62	1.15	0.25	4.01
CII	34.9	933	370	84	1387	2.67	1.06	0.24	3.98
Réseaux municipaux	3.7	76	72	13	161	2.05	1.92	0.36	4.31
Contrats particuliers	22.6	632 (-307)	224	26	575	2.80 (-1.35)	0.99	0.12	2.54
Autres tarifs	4.5	45	56	100	201	1.00	1.23	2.20	4.41
Marché interne	147.6	3183	2375	2035	7593	2.15	1.61	1.38	5.14
Marché externe	23.7	663 (+43)	293	26	1025	2.80 (+0.17)	1.24	0.11	4.32
Total HQ	171.3	3889	2668	2061	8618	2.27	1.56	0.77	5.03

TABLEAU 2

Scénario marché ouvert 2002

I. Secteur	Ventes (Twh)	Revenus (M\$)				Revenus (¢/kwh)			
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total
Domestique	50.8	668	1122	1236	3026	1.31	2.21	2.43	5.96
Petite puissance	13.2	478	241	267	986	3.63	1.83	2.02	7.46
Moyenne puissance	23.2	822	326	211	1359	3.54	1.41	0.91	5.86
Grande puissance	69.9	1590	733	140	2463	2.27	1.05	0.20	3.52
Tarif L	48.0	1287	523	115	1925	2.68	1.09	0.24	4.01
CII	43.9	1199	449	100	1748	2.73	1.02	0.23	3.98
Réseaux municipaux	4.0	85	74	15	174	2.12	1.85	0.36	4.35
Contrats particuliers	22.0	614 (-240)	209	26	610	1.70	0.95	0.12	2.77
Autres tarifs	3.9	39	50	88	177	1.00	1.28	2.26	4.53
Marché interne	161.0	3562	2472	1941	7975	2.21	1.54	1.21	4.95
Marché externe	20.6	606	305	31	942	2.94	1.48	0.15	4.57
Total HQ	181.6	4178	2777	1972	8927	2.30	1.53	1.89	4.92