



Les coûts évités d'Hydro-Québec Distribution

Témoignage de

Philip Raphals
Directeur, Centre Hélios

Pour le RNCREQ, UC, ROEE

Dans le cadre du dossier R-3519-03 de la

Régie de l'énergie

12 mars 2004

TABLE DES MATIÈRES

1	Qualifications.....	1
2	Mandat 1	
	PARTIE I — INTRODUCTION.....	2
3	Approches méthodologiques	2
3.1	L'approche traditionnelle : la centrale-type	3
3.2	L'approche dite « idéale » et celle des décréments	4
3.3	La restructuration des marchés	4
4	Historique.....	7
4.1	L'approche traditionnelle d'Hydro-Québec	7
4.2	R-3470-01	9
4.3	R-3473-01	10
	4.3.1 <i>La preuve du Distributeur</i>	10
	4.3.2 <i>Nos commentaires dans R-3473-01</i>	11
	4.3.3 <i>La décision de la Régie</i>	11
4.4	La preuve du Distributeur dans le présent dossier	12
	PARTIE II — LES COÛTS ÉVITÉS DU DISTRIBUTEUR.....	13
5	Les coûts évités de fourniture	13
5.1	Le niveau général des coûts évités.....	13
5.2	Le signal de prix pour les besoins à la pointe	18
5.3	Les besoins additionnels en pointe	23
	5.3.1 <i>La méthodologie appliquée par le Distributeur</i>	23
	5.3.2 <i>Les aléas climatiques</i>	27
5.4	Autres enjeux reliés à la fourniture.....	29

5.4.1	<i>Les réserves</i>	29
5.4.2	<i>Les pertes marginales</i>	30
5.4.3	<i>Le taux d'actualisation</i>	31
5.4.4	<i>Les externalités</i>	32
6	Les coûts évités de transport	33
7	Les coûts évités de distribution	39
7.1	Les coûts d'exploitation	39
7.2	Les zones géographiques.....	40
	PARTIE III — CONCLUSION	43
8	Conclusion	43
8.1	Estimation quantitative.....	43
8.1.1	<i>Coûts évités des besoins de base</i>	44
8.1.2	<i>Coûts évités des besoins de pointe</i>	44
8.1.3	<i>Coûts évités de programmes ciblés</i>	45
8.2	Informations additionnelles requises	46

1 Qualifications

Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

Je m'appelle Philip Raphals. Je suis Directeur du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Veillez décrire le Centre Hélios.

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Veillez décrire votre expérience professionnelle pertinente à ce dossier.

Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae, qui est joint à ce témoignage. Mes activités professionnelles ont touché un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ceux-ci incluent, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Avez-vous témoigné auparavant devant la Régie?

Oui, à plusieurs reprises. J'ai témoigné à titre d'expert dans les dossiers suivants : R-3398-98 (tarifs de fourniture), R-3401 (tarif de transport d'Hydro-Québec), R-3470 (Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec), R-3473-02 (Plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec) et, plus récemment, R-3518-04 (option interruptible).

2 Mandat

Veillez décrire le mandat que vous ont donné le RNCREQ, l'Union de consommateurs et le ROEE.

Ces trois organismes m'ont demandé :

1. de présenter un survol des questions méthodologiques reliées aux coûts évités,
2. de présenter une analyse critique des coûts évités présentés par le Distributeur, et
3. de faire des recommandations.

Ils m'ont également demandé de proposer des chiffres précis qui pourraient remplacer les coûts évités mis de l'avant par le Distributeur, s'il y a lieu. Malheureusement, pour des raisons qui seront évidentes à la lecture du présent rapport, il m'a été impossible de répondre à cette demande. En fait, les zones d'incertitude et les données manquantes étaient trop importantes pour permettre de le faire avec un degré raisonnable de précision. Cela dit, j'ai essayé d'estimer, dans la mesure du possible, l'impact quantitatif que chaque élément pourrait avoir sur les coûts évités du Distributeur. Ces estimations sont présentées dans la dernière section du rapport.

PARTIE I — INTRODUCTION

3 Approches méthodologiques

Le concept des coûts évités trouve son origine dans la loi PURPA (*Public Utilities Regulatory Policies Act*), adoptée par le Congrès américain en 1978 sous le président Carter. Cette loi, qui obligeait les services publics à acheter de l'énergie et de la puissance de producteurs indépendants éligibles (*qualifying facilities*) à un prix égal à leurs coûts évités, introduit la notion du « incremental cost of alternative electric energy » comme étant :

the cost to the electric utility of the electric energy which, but for the purchase, ... such utility would generate or purchase from another source¹.

FERC expliquait que ce concept inclut tant les coûts fixes que les coûts d'exploitation qui peuvent être évités par le recours à une ressource alternative. Elle précise :

One way of determining the avoided cost is to calculate the total (capacity and energy) costs that would be incurred by a utility to meet a specified demand in comparison to the cost that the utility would incur if it purchased energy or capacity or both from a qualifying facility ... The difference between these two figures would represent the utility's net avoided cost. In this case, the avoided costs are the excess of the total capacity and energy costs of the system developed in accordance with the utility's optimal capacity expansion plan, excluding the qualifying facility, over the total capacity and energy cost of the system (before payment to the qualifying facility) developed in accordance with the utility's optimal capacity expansion plan including the qualifying facility². (nos soulignés)

¹ PURPA, sec. 210(d), Definitions.

² FERC, Order No. 69 (45 Fed. Reg. 12,216, 1980), cité dans *Costing Energy Resource Options : An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities*, Tellus Institute (1995).

Dans le régime créé par PURPA, ces coûts étaient utilisés pour évaluer le prix à payer pour l'énergie achetée de producteurs indépendants. Dans les années et décennies suivantes, ce même concept de coût évité était de plus en plus appliqué aux ressources énergétiques du côté de la demande, c'est-à-dire l'efficacité énergétique et la gestion de la demande.

Or, il est au cœur de la notion de coûts évités que ces derniers soient calculés en fonction du plan optimal (i.e. du plan de moindre coût) du service public. Ce concept des coûts évités, élargi pour inclure les ressources du côté de la demande, est défini par Tellus comme suit :

Avoided costs are the net savings over the long term in moving from a least-cost ("optimal") plan in the absence of the alternative resource under consideration to a least-cost plan inclusive of the alternative resource under consideration³.

Défini de cette façon, le concept peut s'appliquer à une panoplie de ressources de rechange, tant du côté de l'offre que de la demande.

3.1 L'approche traditionnelle : la centrale-type

Dans les années 90, l'approche la plus commune pour évaluer les coûts évités était d'utiliser les coûts d'une centrale-type (*proxy plant*), qui normalement représenterait la prochaine centrale dont la construction pourrait être évitée.

Quoique facile à appliquer, l'approche de la centrale-type comporte certains problèmes sur le plan méthodologique. Elle mène à des imprécisions importantes dans la mesure où le profil de la ressource à évaluer diffère de celui de la centrale-type. Ces différences peuvent être minimes lorsqu'on évalue les coûts évités d'un achat d'un producteur indépendant, mais elles deviennent plus grandes dans le cas d'un programme d'efficacité énergétique. Autrement dit, la différence, tant d'échelle que de profil, entre une centrale hydraulique ou thermique et les résultats escomptés d'un programme particulier d'efficacité énergétique peut fausser de façon importante les résultats d'une analyse de coûts évités avec cette approche traditionnelle.

³ Tellus, p. I-6.

3.2 L'approche dite « idéale » et celle des décrets

Selon l'analyse de l'institut Tellus, l'approche qui permettrait le plus de précision dans l'estimation des coûts évités pour un programme particulier serait de préparer un plan de ressources du service public avec et sans le programme et de modéliser les coûts de service pour chacun de ces plans. La valeur actualisée nette de la différence entre ces coûts de service pour chacune des années dans la période de planification donnerait la meilleure estimation des véritables coûts évités du programme en question⁴.

Or, l'effort qui serait requis pour appliquer cette méthode à un grand nombre de programmes potentiels rend cette approche en pratique infaisable. Pour éviter ce problème ainsi que ceux de l'approche de centrale-type on peut estimer les coûts évités des « décrets » d'énergie et de puissance par rapport au scénario de référence. Par exemple, on pourrait calculer les coûts qui seraient évités si la demande à partir de l'année X était réduite par 100 MW, 500 MW ou 1000 MW (pour chaque tranche, il faut également calculer les coûts évités pour différents facteurs d'utilisation).⁵

Pour chacun de ces décrets, il est nécessaire de refaire le plan de ressources à moindre coût pour en déterminer les coûts évités par le décret. En procédant ainsi, on tient compte inévitablement de l'ensemble des actions futures que prendra le service public pour répondre à un moindre coût à ses charges futures, et non seulement des coûts de la prochaine centrale.

Il faut ensuite « remplir » ces décrets avec des programmes ou mesures d'efficacité énergétique, en ordre de coûts croissants. Une fois le premier décret « rempli » par des mesures de faible coût, il est fort possible que les coûts évités plus élevés du prochain décret justifiaient l'application de mesures plus dispendieuses. Quand les mesures suivantes ont des coûts qui excèdent ceux du prochain décret, elles sont exclues.

3.3 La restructuration des marchés

Les méthodes décrites dans les sections précédentes ont toutes été élaborées dans un contexte de services publics verticalement intégrés, dans le cadre d'une évolution des méthodes de planification qui passait de « la planification à moindre coût » à la « planification intégrée des ressources ». Or,

⁴ Tellus, p. II-2 ff.

⁵ Voir Tellus, page II-10 à II-18 et Richard A. Rosen, et al., *Phase I Report : IRP Concepts and Approaches, Report to Hydro-Québec and the Public Interest Groups and Associations* (Sept. 1, 1993), pages 25 à 28.

les grandes modifications structurelles qui ont eu lieu aux États-Unis et ailleurs dans les dix dernières années ont eu des conséquences importantes sur l'utilisation de ces méthodes.

Dans 22 États américains, il existe maintenant un prélèvement (connu sous le vocable *system benefits charge* ou *public benefits charge*) sur toute consommation d'électricité dont les fonds recueillis servent, entre autres, à financer des programmes d'efficacité énergétique. Ces États révèlent une très grande diversité à l'égard du niveau du prélèvement et de la portion utilisée pour les fins d'efficacité énergétique ainsi que des mécanismes mis en place pour livrer ces programmes. Il importe cependant de reconnaître que l'existence de ces prélèvements change de façon significative le rôle des coûts évités dans le processus. Dans plusieurs cas, les montants alloués aux différentes fins sont fixés par législation et non par une évaluation précise des coûts évités.

Il existe cependant une exception à cette tendance, qui permet de comprendre comment l'évaluation des coûts évités peut être modifiée dans le contexte d'un marché de gros concurrentiel. Il s'agit d'une démarche entreprise par une vingtaine de distributeurs d'électricité en Nouvelle-Angleterre regroupés dans un *Avoided Energy Supply Component (AESC) Study Group* pour étudier leurs coûts évités. L'objectif principal de la démarche est l'amélioration de leur planification et l'élaboration de programmes d'efficacité énergétique.

Dans le cadre de cette démarche, le AESC Study Group a mandaté ICF Consulting pour faire une analyse détaillée des coûts évités dans la région pour la période 2003 à 2037, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel et d'autres combustibles⁶. L'analyse repose sur l'utilisation des modèles existants d'ICF pour le marché de gaz naturel (NANGAS) et d'électricité (IPM).

Quoique la structure de l'industrie électrique en Nouvelle-Angleterre soit bien sûr très différente de la nôtre, plusieurs aspects de la démarche entreprise par ICF sont néanmoins pertinents pour ce qui nous concerne. Il s'agit d'une étude rigoureuse, entreprise par une firme de consultants réputés, pour le compte d'un ensemble de distributeurs, et avec la participation également des experts d'autres parties. En voici un bref résumé :

- Les coûts évités pour la fourniture en électricité et en gaz naturel sont prévus pour chacune de douze régions dans six États, sur une période de 35 ans (de 2003 à 2037) ;

⁶ En 1999 et de nouveau en 2001, des mandats similaires ont été confiés aux firmes Resource Insight et Synapse Energy Economics.

- Les coûts évités en fourniture découlent d'une modélisation détaillée des marchés d'électricité et de gaz naturel ;
- Étant donné que l'étude doit servir comme intrant pour les évaluations des coûts évités de chaque distributeur, elle n'analyse pas les coûts évités par usage final. Elle présente néanmoins les coûts évités au niveau de détail tout en excluant les coûts de transport et de distribution, qui seront différents pour chaque distributeur. Pour chaque année prévisionnelle, on calcule le coût évité en énergie pour quatre périodes : hiver pointe, hiver hors pointe, été pointe et été hors pointe. Les coûts évités pour ces quatre catégories, en annuité constante (dollars US de 2004) sont comme suit :

	Hiver	Été
Énergie en pointe (\$/MWh)	50,02 \$	55,60 \$
Énergie hors pointe (\$/MWh)	41,29 \$	41,22 \$

Notons que les coûts évités en période de pointe en été excèdent d'environ 10 % ceux pendant l'hiver.

- Tout en excluant les coûts reliés aux réseaux de transport et de distribution, les coûts évités pour le service au détail incluent ceux reliés au service à la clientèle, aux ventes et à l'administration. Les auteurs jugent conservateur d'exclure 20 % des coûts de chacune de ces catégories ; tout en excluant les coûts reliés à la gestion des comptes de clients dans leur entièreté. Pour tenir compte de ses coûts additionnels, ICF en déduit qu'il faut majorer les coûts évités en fourniture par les facteurs suivants :

fonction	Facteur
service à la clientèle	4,96 %
ventes	0,25 %
administration	9,62 %

- La firme a également étudié les conséquences de la volatilité historique et prévue des marchés de gaz naturel ainsi que de la demande. Leur conclusion est de majorer les coûts évités en fourniture par 5 % dans le premier cas et par 4.64 % dans le deuxième.
- L'effet de tous ces ajustements pris ensemble est d'augmenter les coûts évités de fourniture de **23 %**, avant de traiter les coûts évités des réseaux de transport et de distribution.

4 Historique

La présente audience sur les coûts évités découle directement des audiences R-3470-01 phases 1 et 2 (plan d'approvisionnements) et R-3473-01 (Plan global d'efficacité énergétique), ainsi que des décisions D-2003-110 et D-2002-169 de la Régie. Avant de résumer cette évolution, nous croyons opportun de décrire brièvement l'approche « classique » appliquée par Hydro-Québec avant la mise en place de la séparation fonctionnelle.

4.1 L'approche traditionnelle d'Hydro-Québec

Dans son *Plan de développement 1993*, Hydro-Québec décrivait ainsi son approche pour calculer les coûts évités pour les fins de l'élaboration de son plan d'efficacité énergétique :

The avoided cost of energy conservation measures is determined by calculating the cost of the power-system facilities they replace. Avoided cost depends on the period (peak, intermediate, off-peak) during which energy savings are attained, as well as the subtransmission and distribution facilities supplying the customer. For example, uses such as air conditioning and swimming pool heating represent, for Hydro-Québec, a low marginal cost in that they occur during off-peak periods⁷.

Le document cite comme exemple les coûts évités suivants :

Usage final	coût évité (1992 ¢/kWh)
Chauffage des locaux (résidentiel)	9,2
Climatisation (résidentiel)	3,7
Éclairage, chauffage des locaux (commercial)	6,6
Ventilation et climatisation (commercial)	5,8
Tous usages (industriel)	4,5

La méthodologie de calcul des coûts marginaux est expliquée dans une série de documents publiés régulièrement par la Vice-présidence Planification d'Hydro-Québec, sous le titre *Coûts marginaux à long terme de puissance et d'énergie*. Quoique le niveau de détail, les exemples et bien sûr les valeurs changent d'une édition à l'autre, il semble que la méthodologie demeura constante pendant plusieurs années.

Les explications fournies dans l'édition de 1989 sont donc probablement représentatives des pratiques usuelles chez Hydro-Québec à cet égard⁸. Les hypothèses de base précisent que :

⁷ Hydro-Québec, *Development Plan 1993, volume 2 (Energy Efficiency)*, p. 17.

⁸ Hydro-Québec, *Coûts marginaux à long terme de puissance et d'énergie*, édition mai 1989, 14 pages plus annexes.

- les coûts évités se basent sur le Plan des installations qui correspond au scénario cible de la prévision de la demande. Pour les premiers huit ans, les coûts évités en puissance sont basés sur les coûts de LG 2A et, en énergie, sur ceux du projet Grande-Baleine. Dans les années ultérieures, le coût évité tient compte également de la mise en service prévue d'autres complexes hydroélectriques dont l'Ashuapmushuan, Eastmain et NBR. Le coût marginal repose non pas sur le coût de construction d'une centrale mais sur la valeur du devancement du prochain équipement ;
- pour la puissance additionnelle en pointe, les coûts évités sont basés pour les premières années sur les coûts de LG 2A et pour les années ultérieures sur les coûts de suréquipements du programme cible. La puissance pure, utilisée pour évaluer le coût évité de la réserve, se base sur les coûts des turbines à gaz (cycle simple) ;
- ces prévisions de la demande tiennent compte des programmes prévus de gestion de l'offre et de la demande ainsi que de l'objectif d'exportations ;
- les coûts évités tiennent compte également des coûts de transport, des frais d'entretien et d'exploitation des équipements, des coûts de la réserve, des frais de télécommunications, des frais généraux du Siège social et de la taxe sur le capital. Pour les projets en développement, ces trois derniers coûts sont estimés à 9 % de leurs coûts globaux. Pour les coûts d'entretien et d'exploitation, des frais généraux de 25 % sont appliqués ;
- des coûts annuels d'usage (énergie et puissance) sont présentés pour chacune des années sur une longue période. D'autres tableaux présentent les coûts d'une charge supplémentaire d'une kWh ou d'un kW, avec différents facteurs d'utilisation, pour différentes durées et selon différentes dates de commencement ;
- plusieurs exemples sont fournis pour illustrer l'utilisation des tableaux.

Dans le présent dossier, le Distributeur précise qu'il utilise toujours le concept classique de coût marginal et de coût évité, mais que certains ajustements s'imposent pour tenir compte du nouveau cadre réglementaire⁹.

⁹ Voir HQD-2, doc. 7, pages 5 et 6.

4.2 R-3470-01

C'était dans la première phase du dossier R-3470-01, traitant du Plan d'approvisionnements du Distributeur, que HQ Distribution a précisé pour la première fois sa nouvelle approche pour la détermination des coûts évités. Cette approche se résume ainsi :

Le distributeur utilise la somme du coût de la fourniture patrimoniale et du coût moyen de transport qui, de l'avis du distributeur, constitue une estimation raisonnable du coût évité lorsque la limite de l'électricité patrimoniale sera atteinte. Le distributeur indique que ces coûts évités pourraient devoir être ajustés lorsque les prix des prochains approvisionnements du distributeur, en marge du volume d'électricité patrimoniale, seront mieux connus¹⁰. (nos soulignés)

La Régie n'acceptait pas la méthodologie soumise par Hydro-Québec à l'égard des coûts évités, en s'exprimant ainsi :

La Régie est d'avis que la provision de 0,4 TWh d'économies d'énergie établie par le Distributeur est faible et découle, en partie, de la méthodologie utilisée pour estimer les coûts évités. La Régie considère que les coûts évités à l'horizon 2005-2006 doivent être basés sur le coût de l'électricité en dépassement prévu de l'énergie patrimoniale. En conséquence, la Régie demande à Hydro-Québec de réviser au cours de la phase 2 du dossier la méthodologie du calcul des coûts évités.¹¹

Dans la phase 2 du dossier, le Distributeur a modifié légèrement son approche :

Jusqu'à ce que les besoins québécois atteignent la quantité d'électricité disponible en vertu du Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale (le Décret), le Distributeur utilise un coût évité moyen de 2,79 ¢/kWh comme coût unitaire de fourniture à la base de ses coûts évités. Le coût évité de transport est considéré nul jusqu'à l'atteinte du volume patrimonial, puisque le Distributeur considère que le réseau de transport a été conçu pour acheminer la totalité de la capacité de production disponible sans que de nouveaux investissements importants ne soient requis.

Dès que les besoins dépasseront le volume d'électricité patrimoniale prévu, le Distributeur retient une approche de coûts de fourniture et de transport intégrés, correspondant à la somme du coût de l'électricité patrimoniale et du coût moyen de transport... Ainsi, pour certains usages tel que le chauffage des locaux pour les clients assujettis aux tarifs généraux, la méthodologie utilisée par le Distributeur permet d'obtenir des coûts évités de l'ordre de 6 ¢/kWh. De ce fait, le Distributeur considère que ces coûts combinés de fourniture et transport sont globalement de l'ordre de grandeur de ceux d'une turbine à gaz à cycle combiné, estimés à 5,5 ¢/kWh¹². (nos soulignés)

¹⁰ D-2002-17, page 12, notes de bas de page omises.

¹¹ Ibid., pages 15-16.

¹² D-2002-169, pages 12-13.

Dans sa décision, la Régie n'a pas accepté cette nouvelle méthodologie non plus. Elle a plutôt exigé que le Distributeur révise ses estimations des coûts évités dès que les résultats de l'appel d'offres A/O 2002/01 seraient connus.

La Régie n'est pas convaincue que la somme du coût de l'électricité patrimoniale et du coût moyen de transport, présentée par le Distributeur en phase 2, donne une estimation raisonnable du coût évité post-patrimoine. Les résultats présentés en preuve par le Distributeur, surtout après ajustement pour les facteurs d'utilisation, sont de loin inférieurs au coût d'une turbine à gaz à cycle combiné, équipement souvent utilisé comme référence dans l'établissement d'un prix de marché et évalué à 5,5 ¢/kWh par le Distributeur.

La Régie considère que le calcul des coûts évités pour les années post-patrimoniales doit être basé sur les prix obtenus au cours des appels d'offres, en tenant compte du coût de transport. Ainsi, elle s'attend à ce que le Distributeur révise les estimations du coût évité à la suite des résultats du premier appel d'offres et les dépose dans le rapport annuel d'état d'avancement du plan¹³. (nos soulignés)

4.3 R-3473-01

4.3.1 La preuve du Distributeur

Malgré le commentaire précité de la Régie, Hydro-Québec dans son Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) a encore basé ses coûts évités post-patrimoniaux sur le coût de l'électricité patrimoniale majoré par l'ajout d'une ligne de transport¹⁴. Cela dit, il a également présenté, à titre d'« analyse de sensibilité » une estimation des coûts évités basée sur les résultats préliminaires des soumissions obtenues dans l'appel d'offres A/O 02-01. Selon le Distributeur, cela donne un coût évité de fourniture et transport d'environ 6 ¢/kWh (\$ constants de 2007) à compter de 2006.

Par ailleurs, le Distributeur soutenait que, dans le cadre de cette analyse de sensibilité, le coût évité ne serait pas différencié selon la pointe d'hiver, reflétant le fait que la puissance requise en marge de l'énergie patrimoniale serait peu différenciée entre l'hiver et l'été d'ici 2011, en faisant référence à sa preuve dans le dossier R-3470-01 (Plan d'approvisionnements).

¹³ Ibid., page 21.

¹⁴ R-3473, HQD-3, doc. 1.1, p. 16 and HQD -3, doc. 7, pp. 12-13, tel que cité et discuté dans *Joint Testimony of Philip Raphals and Timothy Woolf*, présenté pour le RNCREQ (R-3473-01).

Le Distributeur proposait par contre de différencier les coûts évités en fonction de la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes, soit une pointe de jour pour tous les jours ouvrables de l'année, de 6h00 à 22h00, et des heures hors pointe pour le reste des heures de l'année. L'écart de coût prévu entre les heures de pointe et les heures hors pointe est très peu marqué (de l'ordre de 1 ¢/kWh).

4.3.2 Nos commentaires dans R-3473-01

Dans le rapport d'expert que j'ai préparé de concert avec M. Timothy Woolf de Synapse Energy Economics Inc. dans le cadre du dossier R-3473-01, nous avons commenté les deux approches présentées par le Distributeur. Nous avons trouvé l'approche d'utiliser le coût de l'électricité patrimoniale majoré par l'ajout d'une ligne de transport comme non crédible, puisqu'elle était basée sur des hypothèses peu raisonnables.

À l'égard de l'approche présentée en guise d'analyse de sensibilité, nous avons fait plusieurs commentaires, dont les grandes lignes ressemblent à celles élaborées dans le présent rapport¹⁵.

4.3.3 La décision de la Régie

Dans sa décision D-2003-110, la Régie a indiqué qu'elle partageait l'avis de plusieurs intervenants à l'effet que le niveau général utilisé par le Distributeur dans le calcul de ses coûts évités, soit celui de l'énergie patrimoniale majorée par l'ajout d'une ligne de transport, était trop bas. Elle rappelait à cet égard ses commentaires de la décision D-2002-169 qui sont cités ci-dessus.

La Régie a également pris note de l'analyse de sensibilité, basée sur les coûts obtenus lors de l'appel d'offres A/O 2002/01. Elle n'a cependant pas adopté cette approche non plus. Elle a plutôt écrit :

La Régie prend note que le Distributeur n'a pas encore arrêté une méthodologie pour établir ses coûts évités. Il entend la présenter à la Régie dès qu'elle sera complète et expliquer son effet sur l'impact tarifaire du PGEÉ. La présentation de cette méthodologie est requise dès que possible et, au moment de sa réception, la Régie l'étudiera dans le contexte du nouveau dossier dont elle sera saisie¹⁶.

¹⁵ *Ibid*, p. 10 à 16.

¹⁶ D-2003-110, page 34.

C'est donc dans le présent dossier que la Régie allait étudier la nouvelle méthodologie pour établir les coûts évités que présenta le Distributeur.

4.4 La preuve du Distributeur dans le présent dossier

La preuve déposée par le Distributeur dans le présent dossier ressemble étroitement à son analyse de sensibilité présentée dans le cadre de R-3473-01. En fait, la méthodologie dont la Régie a requis le dépôt se présente dans une seule page, qui résume tout simplement l'approche qui sous-tend l'analyse de sensibilité présentée en R-3473.

D'un point de vue méthodologique, le Distributeur établit dorénavant les coûts évités de fourniture et transport pour le moyen et long terme (post 2004), sur la base de la valeur économique découlant de l'appel d'offres de 2002 pour les premiers contrats d'approvisionnement¹⁷.

Tenant compte des variations des facteurs qui peuvent influencer le coût des prochains approvisionnements (e.g. prix du gaz, taille des centrales, besoins à satisfaire), le Distributeur utilise la valeur moyenne d'intervalle de 5,7 et 6,5 ¢/kWh, soit 6,1 ¢/kWh, indexé à l'inflation pour le long terme.

Par ailleurs, le Distributeur maintient la position qu'il a énoncé dans le cadre de R-3473-01, soit que :

[L]e coût global pour alimenter l'ensemble des besoins, n'est pas différencié selon la pointe d'hiver, mais plutôt selon la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes, soit des heures en pointe pour tous les jours ouvrables de l'année de 7h00 à 23h00 et des heures hors pointe pour le reste des heures de l'année. L'écart de coût prévu entre les heures de pointe et les heures hors pointe est de l'ordre de 1 ¢/kWh¹⁸.

La position de base du Distributeur n'ayant pas changé depuis le dossier R-3473-01, nous réitérons nos commentaires sur cette position articulés dans notre rapport d'expert¹⁹.

¹⁷ HQD-1, doc. 1, p. 30.

¹⁸ *Ibid.*, pages 30 à 31.

¹⁹ Voir la note 14 à la page 10, ci-dessus.

PARTIE II — LES COÛTS ÉVITÉS DU DISTRIBUTEUR

Dans les sections qui suivent, nous commentons l'approche retenue par le Distributeur pour l'estimation de ses coûts évités, selon les différentes catégories de coût.

Il est important de signaler que, pour des raisons qui seront expliquées à la section 6, nous n'appuyons pas l'approche du Distributeur selon laquelle une partie des coûts évités en transport devra être intégrée aux coûts évités en fourniture. Cela explique pourquoi, dans la prochaine section sur les coûts évités de fourniture, nous excluons toute charge reliée au transport.

5 Les coûts évités de fourniture

Tel que nous l'avons vu, l'approche retenue par le Distributeur pour estimer ses coûts évités de fourniture repose sur deux choix :

- pour le niveau général des coûts évités, d'utiliser le prix des contrats signés en vertu de l'appel d'offres A/O 02/01 ; et
- pour représenter la variabilité des coûts évités selon le moment d'utilisation, d'utiliser l'écart entre les prix de pointe et les prix hors pointe dans les marchés avoisinants, et plus particulièrement ceux des États-Unis.

Dans les prochaines sections, nous analyserons ces deux choix et proposerons des modifications, le cas échéant.

5.1 Le niveau général des coûts évités

Le choix de baser le niveau général des coûts évités de long terme (fourniture et transport) sur les résultats d'un appel d'offres lancé il y a plus de deux ans est par ce fait même problématique. De prime abord, il va de soi que les volumes d'énergie ferme acquis par les contrats qui en découlent ne peuvent être évités, mais sont plutôt engagés. Dans ce sens, la situation des contrats déjà signés suite à l'A/O 2002/01 est identique à celle des blocs d'énergie particulière déjà déterminés par règlement du Gouvernement :

Le fait de réaliser plus ou moins d'économies d'énergie n'impliquera pas de modification des quantités achetées découlant des blocs d'énergie déterminés par règlement du Gouvernement.

Par conséquent, le coût des achats découlant de ces blocs d'énergie ne peut pas être considéré pour établir les coûts évités²⁰.

Quoiqu'il ne l'a pas indiqué clairement, il serait raisonnable de croire que le Distributeur, en mettant de l'avant cette approche, ne voulait pas suggérer que l'énergie déjà acquise à ces prix serait évitable, mais plutôt que le processus d'appel d'offres donne la meilleure indication possible des prix futurs, en intégrant de par sa nature même les meilleures estimations du marché.

Dans ce sens, on pourrait dire que le meilleur indicateur des coûts évités sera à chaque moment le prochain appel d'offres, mais jamais le dernier.

Cette compréhension est cohérente avec les commentaires de la Régie cités ci-dessus à la page 10. Cela ne veut pas dire, cependant, que les résultats de cet appel d'offres seraient valides *ad aeternam*. Même s'il était clair au moment de la rédaction de cette décision en août 2002 que les prix résultant de l'appel d'offres en cours²¹ seraient une bonne indication des coûts futurs d'approvisionnement, cela est beaucoup moins évident en 2004. Les marchés de gaz naturel sont très volatils, et les prévisions de leurs prix le sont également. Cela est aussi vrai pour les prévisions de l'inflation et le taux de change, qui affectent également les prix futurs d'électricité.

Par ailleurs, le Distributeur n'a présenté aucune méthodologie pour mettre à jour les prix obtenus lors d'un appel d'offres passé. Même si l'on accepte le principe que le prix proposé par le soumissionnaire gagnant dans un appel d'offre fournisse la meilleure indication des coûts de fourniture futurs au moment de la soumission, il va de soi qu'il faut tenir compte des variations de différents facteurs qui peuvent se produire entre la date de préparation de la soumission et celle de l'estimation des coûts évités.

Notons à cet égard que, selon ses réponses, le Distributeur ne dispose pas de mise à jour des prévisions à long terme du prix du gaz naturel déposées lors de l'examen du dossier R-3515-03, ni des estimations du coût futur de la production d'électricité par une centrale à cycle combiné alimentée par ce combustible²². Cependant, selon sa présentation dans R-3526-04, la prévision à long terme des prix des combustibles — préparée selon le *Modèle analytique d'identités comptables*

²⁰ HQD-2, doc. 7, page 18, R. 14.1

²¹ L'appel d'offres, lancé le 21 février 2002, a été modifié le 14 mars 2002. Les soumissions ont été ouvertes le 14 juin 2002. Le Distributeur annonçait les soumissions retenues le 4 octobre 2002, et le dernier contrat en résultant était signé le 10 juin 2003. (Requête R-3515-2003, pages 4-5).

²² HQD-2, doc. 7, p. 16.

« *Judgemental* » — fait partie de la méthodologie générale utilisée par le Distributeur dans sa prévision de la demande²³. Le Distributeur n'a pas mentionné ce modèle ni les prévisions qui en résultent dans le cadre du présent dossier.

Une conséquence de l'utilisation des prix résultant de l'A/O 02/01 est de baser les coûts évités implicitement sur les coûts d'une centrale à cycle combiné alimentée à gaz naturel. Cela semble suggérer que, même si la demande future sera comblée par une autre filière, elle le sera à un prix équivalant à celui de la filière thermique. Effectivement, c'était le cas lors de l'A/O 02/01, où les prix des soumissions d'Hydro-Québec Production pour l'énergie et la puissance produite par le complexe La Grande étaient basés explicitement sur les coûts de la filière thermique et non sur leur propre coût de revient.

Il importe de reconnaître qu'il s'agit d'une situation assez exceptionnelle. Dans toute la littérature de la restructuration des marchés d'électricité, il serait difficile de trouver un texte qui prône la mise en place d'une structure qui favorise l'acquisition de ressources à un prix qui excède sensiblement ses coûts de production. Ainsi, on est en droit de se demander si cette situation, qui produit une rente non négligeable pour ce producteur qui jouit d'un accès privilégié voire unique à la ressource hydraulique, perdurera.

On peut imaginer plusieurs scénarios où le cadre réglementaire sera modifié pour s'assurer que le prix d'acquisition du Distributeur reflétera mieux les coûts réels de production. D'une part, on peut imaginer un retour à une structure plus unifiée où HQ Production aura à offrir ses nouvelles ressources au Distributeur à un prix qui reflète leurs coûts réels. D'autre part, on peut imaginer une restructuration encore plus drastique du secteur électrique — à la ontarienne, par exemple — qui mettrait plusieurs producteurs hydroélectriques en concurrence l'un contre l'autre. Dans les deux cas, la rente mentionnée ci-dessus disparaîtrait. Dans un tel cas, le niveau général des coûts évités pourraient bien être celui du prochain grand projet hydroélectrique.

En même temps, on peut également imaginer un scénario où Hydro-Québec s'engage à augmenter sensiblement la contribution de la filière éolienne pour combler les besoins du Distributeur, au-delà des volumes déjà engagés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02. Dans ce cas, cela pourrait bien être les coûts futurs de cette filière qui seraient les coûts réellement évités par des programmes futurs d'efficacité énergétique.

²³ R-3526-04, Présentation d'Hydro-Québec Distribution sur la prévision de la demande, en énergie et en puissance, pour la période 2003-2011, p. 5.

Cela dit, il faut également reconnaître les multiples facteurs qui militent en faveur de l'utilisation de la filière thermique à cycle combiné comme indicateur des coûts évités. D'une part, il est possible que la filière thermique à cycle combiné soit en réalité l'option de moindre coût dans un horizon de court ou moyen terme. D'autre part, il faut reconnaître que le cadre réglementaire existant semble le favoriser, dans la mesure où des grands projets hydroélectriques ne peuvent être construits dans l'horizon temporel des appels d'offres du Distributeur. Il faut également reconnaître que, dans les régions avoisinantes, l'utilisation d'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel pour représenter les coûts futurs de fourniture est une approche très commune.

Comme nous l'avons déjà noté à la section 3.2, l'approche idéale pour évaluer les coûts évités consiste à réaliser des plans de ressources pour différents besoins en énergie et en puissance et d'en modéliser les coûts de chacun ; les écarts représenteraient les coûts évités. L'approche traditionnelle d'Hydro-Québec décrite à la section 4.1 en fait respecte l'essentiel de cette approche, en évaluant les implications de chaque décretement sur la valeur actualisée nette de l'ensemble du plan d'équipement. Toutefois, la séparation fonctionnelle telle qu'implantée par la loi 116 crée des empêchements importants à cette façon de procéder.

Pour toutes ces raisons, et malgré les réserves décrites ci-dessus, il semble dans le contexte actuel qu'une centrale thermique à cycle combiné soit l'indicateur le plus approprié des coûts évités à long terme. Il faut cependant noter que cette situation pourrait très bien changer, selon l'évolution des débats en cours à l'égard de la production d'électricité au Québec. Par exemple, advenant des modifications dans le cadre réglementaire, il serait bien sûr nécessaire de revoir cette question.

Or, comment estimer les coûts futurs d'une centrale thermique à cycle combiné ? Au-delà du fait que les données sont peut-être périmées, l'utilisation des résultats de l'AO 02/01 présente également d'autres problèmes :

- Les prix des contrats avec HQ Production (de base et cyclable) ne donnent aucune information utile sur les prix pour l'énergie thermique au Québec. Ces contrats seront alimentés par la production des centrales hydrauliques existantes ; la raisonnable de leurs prix a été démontrée en faisant référence à une étude de Merrimack Energy sur les coûts futurs de la production de l'énergie thermique dans le Nord-est américain, et non au Québec. Cette étude se basait sur des scénarios d'alimentation du prix de gaz naturel et de son transport *pour une centrale aux États-Unis*. Ces résultats ne peuvent donc être facilement modifiés pour estimer les coûts d'une centrale thermique à cycle combiné située au Québec.

- Quoiqu'il y avait plusieurs soumissions de producteurs voulant construire une centrale thermique au Québec, les prix de ces soumissions (autres que la soumission gagnante) n'ont pas été rendus publics. Seul le contrat avec Trans-Canada pourrait donc servir de barème.
- Dans sa décision D-2002-169 (R-3470-01), la Régie a demandé au Distributeur d'intégrer pour ses prochains appels d'offres un critère non monétaire relié au développement durable et de lui attribuer un pointage significatif. Il reste à voir dans quelle mesure l'utilisation d'un tel critère modifiera à la hausse le prix de la soumission gagnante. De la même façon, d'autres orientations venant soit de la Régie soit du gouvernement pourraient affecter sensiblement les prix résultant d'appels d'offres futurs.

Par contre, il existe un projet de centrale thermique présentement à l'étude au Québec, dont les coûts (y compris les coûts d'alimentation en gaz naturel) fourniraient une estimation réaliste des coûts évités pour cette filière. Il s'agit bien sûr du projet Suroît. Si des estimations détaillées de ses coûts unitaires deviennent disponibles, ces dernières pourraient servir comme estimation des coûts de cette filière. S'il demeure impossible d'obtenir des informations sur ses coûts unitaires, il serait nécessaire d'élaborer des coûts génériques d'un projet semblable, en utilisant des informations sur les coûts en capital des équipements et des projections du prix de gaz naturel livrés au Québec.

Rappelons à cet égard que, dans son évaluation des coûts évités pour les services publics de la Nouvelle-Angleterre, la firme ICF a analysé la volatilité des prix de gaz naturel ainsi que la sensibilité des prix d'électricité au prix de gaz. Elle en conclut qu'il est approprié de majorer les coûts évités de fourniture par 5 % pour tenir compte de cette volatilité²⁴. En l'absence d'une analyse détaillée de ce facteur dans le contexte québécois, nous proposons d'utiliser cette même valeur de 5 %.

Pour résumer :

- **Il est raisonnable d'utiliser des estimations des coûts futurs complets de la production d'électricité par des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel comme indicateur du niveau des coûts évités. Toutefois, d'autres approches pourront également être envisagées qui tiendront compte des coûts d'autres filières.**
- **Pour plusieurs raisons, le coût unitaire moyen résultant de l'A/O 02/01 n'est pas un bon indicateur des coûts évités du Distributeur. L'absence d'information détaillée sur**

²⁴ ICF, pages 58 à 61.

les prix des soumissions thermiques ainsi que le fait que la preuve de la raisonnable de ce prix se basait sur la production aux États-Unis militent à l'encontre de leur utilisation. De plus, étant donné la volatilité des prévisions des prix du gaz naturel, de l'inflation et du taux de change, il y aurait lieu d'utiliser des prévisions plus récentes.

- **Dans le contexte actuel, une estimation récente du coût unitaire de la centrale du Suroît, si disponible, servirait comme indicateur des coûts évités basés sur cette filière. Sinon, il serait nécessaire d'élaborer des coûts génériques d'un projet semblable, en utilisant des informations sur les coûts en capital des équipements et des projections du prix de gaz naturel livrés au Québec.**
- **Pour tenir compte de la volatilité des prix de gaz naturel et en l'absence d'une analyse détaillée dans le contexte québécois, il serait raisonnable de majorer les coûts évités de fourniture par 5 % à ce titre, comme le propose ICF.**

5.2 Le signal de prix pour les besoins à la pointe

Comme nous l'avons mentionné ci-dessus, selon la méthodologie proposée par le Distributeur, les coûts évités pour la fourniture (y compris le transport) ne sont pas différenciés selon la pointe d'hiver, mais plutôt selon la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes. Plus précisément, le Distributeur considère que, pour l'ensemble des heures en pointe (y compris tous les jours ouvrables de l'année de 7h00 à 23h00) le coût évité de fourniture serait environ 1 ¢/kWh plus élevé que pour les autres heures.

Aucune justification n'a été présentée pour l'approche selon laquelle « les marchés externes nous donnent une information sur la structure des prix et non sur le niveau général des coûts évités²⁵ ». Quoique le Distributeur ne le fait pas, l'on peut cependant concevoir une argumentation à l'effet que les marchés externes sont toujours à la marge. Ainsi, si la consommation augmente par une unité, ce serait le prix d'achat sur les marchés externes qui en déterminent le coût ; si on diminue notre consommation d'autant, ce serait encore le prix de vente sur ces mêmes marchés externes qui déterminerait la valeur de l'unité économisée.

En réalité, une telle vision implique un degré d'implication et même d'intégration des activités du Distributeur avec les marchés régionaux qui excède de loin ce qui semble être le cas actuellement.

²⁵ HQD-2, doc. 7, p. 10, R. 6.1.1.

En fait, lors des audiences R-3518-03, le Distributeur a expliqué qu'il n'a pas la capacité de transiger sur les marchés américains et ne prévoit pas de s'en donner les moyens, position qui a été répétée lors de la rencontre technique du 2 février 2004 dans le présent dossier.

Cela ne veut pas dire cependant que le Distributeur ne sera pas appelé à développer une telle capacité pendant la période prévisionnelle qui nous concerne ici. En fait, une telle capacité deviendra plus ou moins nécessaire si la séparation fonctionnelle demeure en place sur le long terme, voire se fait remplacer par une structure encore plus désagrégée.

Cela dit, même si l'on accepte l'utilité de faire référence aux prix des marchés avoisinants pour fixer les coûts évités, quel signal de prix doit-on utiliser ? Selon le Distributeur, c'est le prix moyen annuel pour la période de pointe, telle que définie habituellement dans les marchés de gros comme étant entre 6h et 22h les jours ouvrables (les blocs « 16 x 5 », soit seize heures par cinq jours).

Or, le Distributeur énonce simplement ce choix sans en présenter aucune justification sérieuse :

[A]u niveau de la structure, le coût global pour alimenter l'ensemble des besoins, n'est pas différencié selon la pointe d'hiver, mais plutôt selon la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes, soit des heures en pointe pour tous les jours ouvrables de l'année de 7h00 à 23h00 et des heures hors pointe pour le reste des heures de l'année. L'écart de coût prévu entre les heures de pointe et les heures hors pointe est de l'ordre de 1 ¢/kWh²⁶.

Est-ce que cette façon de distinguer les heures de l'année revêt une importance quelconque pour le réseau québécois ? La réponse est clairement négative :

[P]our l'essentiel des usages pris en compte dans le PGEE, et pour toutes les catégories de clients, la consommation se répartit presque également entre les heures de pointe et les heures hors pointe²⁷.

Or, ce constat démontre clairement que la distinction pointe-hors pointe selon la définition 16x5 n'a que peu ou pas de pertinence à l'égard des besoins du réseau québécois et donc pour l'évaluation des coûts évités au Québec. Si, peu importe l'usage final, la consommation se répartit également entre les deux grands blocs de temps, il va de soi que ces catégories ne refléteraient pas les coûts qui peuvent être occasionnés par la pointe du réseau.

²⁶ HQD-1, doc. 1, pages 30-31.

²⁷ HQD-2, doc. 1, p. 38. Des exemples précis se trouvent à HQD-2, doc. 5.1, p. 7.

Rappelons que, dans tout réseau électrique, des investissements (ou engagements) additionnels sont requis pour desservir la clientèle au moment de la charge la plus élevée. Cela est d'autant plus vrai pour la fourniture que pour le transport et la distribution.

Pourquoi ? Dans tout réseau thermique, les coûts d'exploitation varient d'une centrale à l'autre. Si un tel réseau est géré pour minimiser les coûts — peu importe que cette gestion se fasse à l'intérieur d'une compagnie verticalement intégrée, dans un *power pool* ou dans un marché — les coûts de fourniture seront inévitablement plus élevés quand la demande est plus forte.

Dans un réseau hydraulique, la logique est différente mais pas moins percutante. Même si ce sont les mêmes centrales qui desservent la demande en pointe et hors pointe, et même si les coûts d'exploitation sont minimes, des investissements additionnels sont quand même requis pour rencontrer la demande de pointe. En fait, plus la courbe de puissances classées est aiguë, plus il faut augmenter la puissance installée. Étant donné que les turbines sont très coûteuses et les apports d'eau limités, plus la puissance installée est élevée, plus le coût par kWh l'est aussi. En vue d'allouer ces coûts de façon équitable, une part plus grande des coûts fixes d'un aménagement hydroélectrique devrait donc être affectée à des usages qui sont synchrones avec la pointe du réseau. En fait, il s'agit précisément de la même logique que celle appliquée par le Distributeur à l'égard des réseaux de transport et de distribution.

Autrement dit, peu importe si on suit la logique propre à un réseau thermique ou hydraulique, ou à une combinaison des deux, il coûte plus cher de fournir de l'électricité en pointe. Notons qu'il s'agit de la pointe du réseau dans la zone de contrôle, et non la pointe dans un marché externe qui a des caractéristiques différentes.

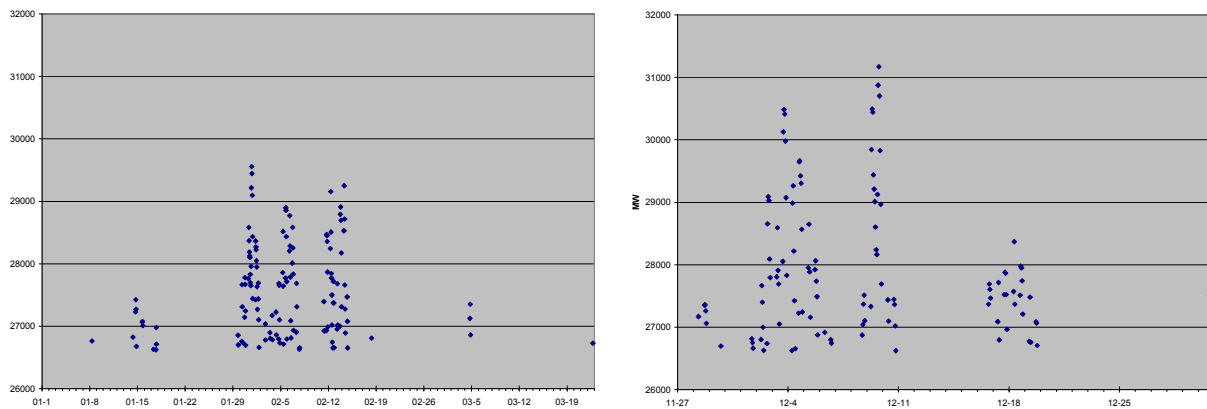
Ainsi, même si l'on décide qu'il est approprié d'utiliser les prix sur les marchés externes pour fixer ce signal, il va de soi que ce prix doit être repéré au moment de la pointe au Québec. Traditionnellement, Hydro-Québec utilise les 300 heures les plus « chargées » de l'année pour définir cette pointe²⁸.

Pour évaluer les implications de la proposition du Distributeur de baser le signal de prix pour la pointe sur les marchés externes, tout en respectant les caractéristiques temporelles de la pointe québécoise, nous avons tout d'abord identifié les heures précises qui ont constitué la pointe au

²⁸ HQD-2, doc. 5.1, p. 6.

Québec pour les années 2001 et 2002. Pour l'année 2002, la distribution des 300 heures de charge la plus élevée est celle indiquée dans le graphique 1 :

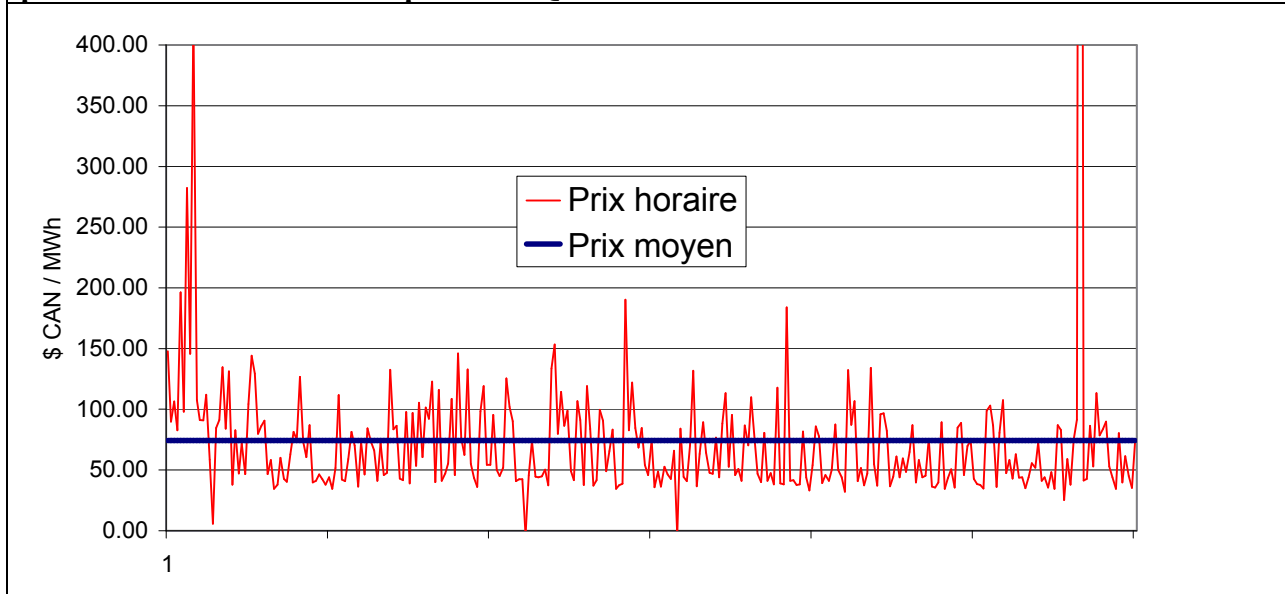
Graphique 1. Les 300 heures de pointe, 2002



Dans un deuxième temps, nous avons évalué le coût d'achat d'un kilowattheure sur le marché « spot » de l'État de New York pour chacune de ces heures de pointe²⁹. Les prix horaires pour les 300 heures de pointe au Québec, en ordre chronologique et tenant compte des coûts de transport sur les réseau newyorkais, sont présentés dans le graphique 2.

²⁹ Cette analyse repose sur une analyse des coûts d'alimentation d'une charge au Québec par des achats dans le marché newyorkais que nous avons effectuée pour le compte de la Fédération des commissions scolaires du Québec dans le cadre du dossier R-3492 phase 2.

**Graphique 2. Prix horaire à NY (y compris le transport)
pendant les 300 heures de la pointe au Québec**



Selon le Distributeur, le prix moyen sur le marché horaire (temps réel) de New York pour les heures de pointe (16x5) en 2002 était de 3.5 ¢ (US)³⁰. Selon nos calculs cependant, le prix moyen sur ce même marché pendant les 300 heures de pointe de la charge locale était plutôt de 4.46 ¢ US, soit **27 % plus élevé** que l'indicateur utilisé par le Distributeur.

Ce prix est en dollars américains et ne tient pas compte des frais de transport payables au réseau de New York. En incluant ces frais de transport et en convertissant en dollars canadiens au taux de change journalier, le prix moyen monte à **7,43 ¢ CAN / kWh**, soit **35,6 % plus élevé** que l'indicateur 16x5 proposé par le Distributeur (converti au taux de change moyen pour 2002). Ceci est le prix que le Distributeur aurait dû payer pour alimenter une charge de 1 kW pendant chacune des 300 heures de pointe en 2002 par le biais du marché horaire de New York³¹.

Pour toutes ces raisons, on devrait utiliser un indicateur de la valeur de la puissance **dans le réseau québécois**, comme cela a toujours été le cas auparavant. Tout comme le proposait la méthode traditionnelle d'Hydro-Québec décrite ci-dessus à la page 8, cet indicateur devrait être basé, soit sur

³⁰ HQD-2, doc. 1, p. 37.

³¹ En 2001, ces prix étaient légèrement plus élevés.

les coûts d'un suréquipement d'une centrale hydroélectrique, soit sur ceux d'un TAG à cycle simple alimenté par le gaz naturel.

Pour résumer :

- **L'utilisation des marchés avoisinants pourrait être compréhensible selon une vision d'intégration accrue des marchés régionaux, vision qui ne semble pas être celle du Distributeur. Si cette approche est retenue, il serait cependant important de le faire en fonction des prix aux heures de pointe sur le réseau québécois et non pas en fonction du prix moyen pour les blocs 16x5 tout au long de l'année.**
- **Dans le contexte actuel, il nous semble plus approprié d'utiliser un indicateur de la valeur de la puissance dans le réseau québécois, comme il a toujours été le cas auparavant. Cet indicateur peut être basé sur les coûts d'un suréquipement d'une centrale hydroélectrique ou sur ceux d'un TAG à cycle simple alimenté par le gaz naturel.**

5.3 Les besoins additionnels en pointe

5.3.1 La méthodologie appliquée par le Distributeur

En plus de proposer un indicateur des coûts évités pour les besoins de pointe qui ne reflète aucunement les conséquences réelles de la pointe québécoise, le Distributeur prétend que ces besoins sont presque inexistants. Cet argument se base sur le graphique 4.3.1 de l'État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement du Distributeur³². Ce graphique démontre la puissance additionnelle requise par mois pour la période 2005 à 2011 qui, pour les premières années, n'est pas beaucoup plus élevée en hiver qu'en été. De ce fait, le Distributeur conclut que :

Le coût évité en hiver pendant les heures de pointe est le même que le coût évité pendant les autres heures de pointe de l'année³³.

La méthodologie utilisée par le Distributeur pour déterminer ces puissances mensuelles requises n'a malheureusement pas été éclaircie dans ses réponses aux demandes de renseignements³⁴, ni à la

³² État d'avancement 2003, HQD-2, doc. 7, Annexe 4, p. 25.

³³ HQD-2, doc. 7, p. 10, R. 6.1.

rencontre technique du 2 février 2004, ni dans les réponses complémentaires déposées suite à la décision D-2004-33. Quoique le chiffrer fourni en réponse à notre question 9.2 précise le mois présumé d'occurrence pour chaque heure de chaque année prévisionnelle, la méthodologie qui sous-tend cette affectation n'a pas été expliquée. Il n'est donc pas possible de vérifier si les conclusions du Distributeur à l'égard de ses besoins additionnels en puissance sont bien fondés³⁵.

En fait, même si la méthodologie qui sous-tend le graphique 4.3.1 est jugée adéquate, la conclusion citée ci-dessus n'est quand même pas justifiée. Même en tenant compte de la croissance importante prévue dans les prochaines années des besoins industriels avec un facteur d'utilisation très élevé, il y a également une croissance prévue dans le secteur résidentiel, soutenue principalement par le dynamisme de la construction résidentielle³⁶. Étant donné le rôle important que continue à jouer le chauffage électrique dans ce domaine, il faut présumer que les nouveaux besoins créés par ce secteur vont démontrer le profil habituel avec une forte pointe en hiver³⁷.

Comment alors expliquer les faibles besoins additionnels en pointe que prévoit le Distributeur pendant quelques années ? Un facteur pourrait être le surplus de puissance dont jouissait HQ Production jusqu'à très récemment. Jusqu'en 1998, HQP disposait d'une marge de manœuvre de ressources non engagées qui montait à 2 900 MW³⁸.

Un autre facteur qui pourrait y contribuer est la définition même de l'électricité patrimoniale telle que prévue par le Décret. Même si le profil de l'électricité patrimoniale semble représenter le profil d'alimentation de la consommation prévue des marchés québécois ajusté pour un niveau de 165

³⁴ HQD-2, doc. 7, pages 14 à 15.

³⁵ Dans une lettre datée du 11 mars 2004, le procureur du Distributeur explique que : « Les courbes de puissances classées mensuelles sont établies à partir du profil horaire des besoins, qui lui, est établi à partir de la prévision d'énergie et des pointes mensuelles. Le profil horaire d'un mois donné s'établit en fonction du profil horaire relatif de journées types... » Quoique cette dernière phrase, qui constitue une information nouvelle, est utile pour comprendre la démarche du Distributeur, cette explication ne contient pas les données et hypothèses nécessaires pour nous permettre de confirmer ou d'infirmer les résultats.

³⁶ État d'avancement 2003, HQD-1, doc. 7, Annexe 4, p. 11.

³⁷ Citons à cet égard un communiqué émis par le Distributeur le 10 mars 2004 :

La croissance [en 2003] est largement supérieure aux prévisions. Elle est notamment attribuable à la force du marché de la construction résidentielle et à la demande du secteur industriel", a indiqué Danielle Lapointe, directrice Planification et contrôle d'Hydro-Québec Distribution, devant la Régie de l'énergie. "Cette demande est là pour rester et aura des impacts substantiels à long terme", a-t-elle ajouté. (nos soulignés)

³⁸ R-3526-04, HQP-1, doc. 1, p. 4.

TWh (à conditions climatiques normales)³⁹, la source précise du profil présenté dans le Décret n'est pas connue. Dans les premières années de dépassement, même des petits écarts dans l'élaboration de ce profil peuvent créer des artéfacts dont l'importance diminuera au fil des ans.

Au bout du compte, cependant, cet effet — même s'il est confirmé — est beaucoup moins important que le prétend le Distributeur, qui lui-même a reconnu dans un document de travail que ce phénomène est conjoncturel et disparaîtrait après 2011⁴⁰. Pour éviter des distorsions reliées à la valeur des actifs à la fin de la période d'analyse (des *end effects*), l'horizon de l'analyse doit s'approximer à la vie utile des mesures en question qui, pour des mesures affectant l'enveloppe thermique, peut facilement excéder les 20 ou 30 ans⁴¹. Notons à cet égard que l'étude ICF décrite ci-dessus utilise un horizon de 2037.

Ce document de travail révèle que — même en avril 2002, quatre mois après que le Distributeur ait déposé sa requête R-3473-01 et six mois avant qu'il ne dépose sa preuve — le Distributeur proposait encore de calculer les coûts évités de fourniture en fonction de la coïncidence du profil d'une mesure d'efficacité énergétique avec la pointe annuelle au Québec :

Au-delà de 2011, on s'attend à retrouver un profil de la demande en marge du patrimoine semblable à celui inclus dans l'énergie patrimoniale. Pour cette raison, Hydro-Québec Distribution continue à utiliser les hypothèses habituelles pour évaluer les coûts évités des différents projets ou programmes. Par conséquent, la formule de calcul des coûts évités de fourniture, dont les facteurs d'utilisation reposent sur la structure actuelle des coûts de fourniture, est maintenue sur tout l'horizon d'analyse des mesures d'économie d'énergie. Cela se justifie de surcroît par le fait que les mesures d'économie d'énergie ont une durée de vie le plus souvent supérieure à 5 ans⁴².
(nos soulignés)

Pour le rendre encore plus clair, le document explique en note de bas de page que :

Le facteur d'utilisation d'une catégorie tarifaire ou d'un usage spécifique correspond au quotient de l'énergie réellement consommée pour une année donnée par l'énergie maximale. Cette

³⁹ État d'avancement 2003, HQD-1, doc. 7, Annexe 4, p. 21.

⁴⁰ HQ Distribution, *Demande n'information #1 : La méthodologie sous-jacente aux coûts évités utilisés dans le cadre du plan global en efficacité énergétique*, Document de travail déposé le 9 avril 2002 dans le cadre du dossier R-3473-01, p. 5.

⁴¹ Hydro-Québec, *Répertoire 1992 des mesures d'économie d'énergie*.

⁴² Ibid.

énergie maximale est le produit de la puissance moyenne des 300 heures les plus chargées à la pointe du réseau de cette catégorie ou de cet usage par les 8760 heures de l'année⁴³.

Cette approche a été retenue dans les coûts évités de base déposés en R-3473-01. En fait, c'était seulement dans « l'analyse de sensibilité » dans le cadre de cette même cause que le Distributeur a proposé de la remplacer par une approche basée sur la « structure des prix » des marchés externes⁴⁴.

Ce choix a eu des répercussions très importantes sur les coûts évités des mesures de haute coïncidence avec la pointe du réseau. Le tableau suivant les résume à l'égard des coûts évités de fourniture et transport pour le chauffage de l'eau et le chauffage des locaux.

Coûts évités de fourniture et transport pour 2012 (\$ courants)

	R-3473	R-3519
Chauffage de l'eau	4,42	6,87
Chauffage des locaux	7,25	6,73
	64%	-2%

Ainsi, selon la nouvelle approche du Distributeur, les coûts évités reliés au chauffage de locaux sont 2 % moins élevés que ceux reliés au chauffage de l'eau, quoique selon l'approche « traditionnelle » ils fussent 64 % plus élevés.

Pour toutes les raisons expliquées ci-dessus, nous considérons cette nouvelle approche mal fondée. Il est donc approprié de retourner à l'approche utilisée par Hydro-Québec jusqu'en avril 2002, soit de tenir compte dans les coûts évités en fourniture de la coïncidence de chaque usage final avec la pointe du réseau québécois et les coûts des ressources qui permettent d'y répondre — en présumant que les coûts reliés à ces investissements se retrouveront, d'une façon ou d'une autre, dans les prix des soumissions aux appels d'offres futurs.

En résumé, entre les causes R-3473⁴⁵ et R-3519, le Distributeur a profondément modifié tant sa façon d'estimer le « niveau général des coûts évités » (les coûts évités pour l'énergie de base) ainsi que la « structure des prix » (les coûts évités de fourniture additionnels pour tenir compte de la pointe). Tel que nous l'avons expliqué dans notre rapport d'expert pour R-3473, l'approche retenue dans cette cause pour l'énergie de base — qui se basait sur le coût de l'électricité patrimoniale — était inacceptable. Quoiqu'elle nécessite également des modifications importantes, l'approche

⁴³ Ibid., p. 8, note de bas de page numéro 5.

⁴⁴ HQD-1, doc. 1, p. 31 et HQD-2, doc. 7, p. 10.

⁴⁵ On parle ici de l'approche principale de R-3473 et non pas de son « analyse de sensibilité ».

présentée dans ce dossier pour l'énergie de base représente une réelle amélioration par rapport à celle de R-3473.

À l'égard des coûts évités pour tenir compte de la pointe, cependant, la situation est l'inverse : l'approche utilisée en R-3473 était tout à fait adéquate, et celle proposée en R-3519 est entachée d'erreurs méthodologiques importantes.

Malheureusement, l'ensemble des informations nécessaires pour reproduire les calculs de R-3473 et ainsi de pouvoir combiner son approche aux coûts évités de pointe avec une nouvelle approche pour l'énergie de base n'est pas au dossier.

Pour résumer :

- **Étant donné l'absence d'une explication adéquate de la méthodologie utilisée pour affecter des puissances horaires prévues à leur mois d'occurrence, le bien-fondé des conclusions du Distributeur à l'égard des puissances mensuelles requises n'a pu être validé.**
- **Quoiqu'il en soit, étant donné que la pointe hivernale traditionnelle va ressortir à nouveau au fil des ans, il n'y a pas lieu de conclure que les coûts évités en hiver sont égaux à ceux en été. Le Distributeur devrait plutôt baser les coûts évités de fourniture sur l'approche traditionnelle qu'il a utilisé jusqu'à très récemment, basée sur la pointe du réseau québécois.**
- **La période d'analyse retenue pour calculer les coûts évités est beaucoup trop courte, étant donné la longue vie utile d'un grand nombre de mesures d'efficacité énergétique qui touchent la pointe.**
- **Il y a lieu de réintégrer l'approche aux coûts évités de fourniture en pointe utilisée en R-3473-01 dans les coûts évités. Malheureusement, l'ensemble des informations nécessaires pour ce faire n'est pas au dossier.**

5.3.2 Les aléas climatiques

Selon le Distributeur, HQ Production doit garantir l'accès à :

une puissance installée suffisante pour couvrir les livraisons définies par le profil associé à l'électricité patrimoniale, ainsi que les aléas de production et les aléas climatiques en puissance associés à l'électricité patrimoniale⁴⁶. (nos soulignés)

Il fait apparemment référence à l'article 5 du décret :

5. Le fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité correspondant au profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant, jusqu'à concurrence de 178,86 térawatt-heures, présenté au profil des livraisons d'électricité patrimoniale et à la courbe annuelle de puissances classées à conditions climatiques normales, annexés au présent décret ;

Cependant, le décret ne précise pas comment la courbe de puissance classée doit être modifiée pour tenir compte des aléas climatiques. Dans son dossier R-3518-03, concernant la mise en place d'une option interruptible pour les consommateurs industriels, le Distributeur a précisé que, pour l'hiver 2003-2004, sa demande de 34 200 MW pourrait se voir augmentée de 2 400 MW selon les conditions climatiques avec une probabilité de 2,5 % ou, dans le pire cas historique, par 4 000 MW⁴⁷. Il n'a pas quantifié ces aléas pour les années à venir.

Jusqu'à quel point ces aléas climatiques sont-ils couverts par l'électricité patrimoniale ? Il n'est pas clair précisément où commencent les responsabilités du Distributeur pour se doter d'une réserve en puissance, ni pour répondre aux aléas de la demande ni à ceux du climat. Si la demande patrimoniale de 2004 excède les 165 TWh, les excédants en puissance et en énergie — y compris les dépassements en janvier, s'ils ne sont pas considérés comme des aléas « normaux » climatiques — seront semble-t-il facturés *ex post facto* en vertu d'une convention cadre devant être signée entre le Distributeur et HQ Production. **Les coûts futurs de tels dépassements, le cas échéant, risquent fort bien d'être en sus des besoins additionnels prévus dans le Plan d'approvisionnement.**

Il est donc difficile de conclure que la responsabilité du Distributeur de se doter des ressources adéquates pour la pointe d'hiver se limite aux coûts reliés aux besoins additionnels identifiés dans la graphique 4.3.1 — et ce, en supposant que la méthodologie sous-tendant l'affectation mensuelle se révèle rigoureuse. Dans ses réponses, le Distributeur a confirmé qu'il n'a pas fait de prévisions quant aux sommes à payer pour le recours à l'électricité interruptible⁴⁸, et donc que tout coût relié à l'utilisation de cette option est exclu de ses calculs des coûts évités. Il semble que cela soit

⁴⁶ HQD-2, doc. 7, Annexe 4, p. 21 à 22.

⁴⁷ R-3518-03, HQD-1, doc. 1, p. 7.

⁴⁸ HQD-2, doc. 7.1, p. 4.

également vrai pour les paiements en vertu de la convention-cadre à venir pour les dépassements de l'énergie patrimoniale.

Ainsi, sous certaines conditions, le Distributeur devra faire face à des coûts additionnels lors de la pointe du réseau, au-delà de ceux reflétés dans son Plan d'approvisionnement. Ces coûts peuvent clairement être évités dans le cas d'une réduction de la demande au moment de la pointe du réseau, et devront donc faire partie des coûts évités.

Il est à noter que cet élément recoupe en grande partie la question de la volatilité de la demande dans l'analyse de ICF⁴⁹. Selon leur analyse, il est approprié de majorer la valeur de la puissance par 30 % ou plus pour représenter cette volatilité, ce qui se traduit par une augmentation du prix de l'énergie de 5 %.

Pour résumer :

- **L'approche du Distributeur ne tient pas compte des coûts de fourniture reliés aux aléas climatiques, dont notamment ceux reliés à la convention cadre (à venir) avec HQ Production pour les dépassements de l'énergie patrimoniale et les coûts d'utilisation de l'option interruptible.**
- **Selon l'analyse d'ICF, une telle volatilité se traduit par une augmentation de plus de 30 % de la valeur de la puissance, ou d'une augmentation de 5 % dans le prix de l'énergie en moyenne.**

5.4 Autres enjeux reliés à la fourniture

5.4.1 Les réserves

Une autre question qui jusqu'ici n'a pas été clairement expliquée est celle des réserves. L'énergie patrimoniale couvre un profil annuel de puissances classées allant jusqu'à 34 342 MW, incluant « tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité »⁵⁰. Or, le critère de fiabilité en puissance adopté par la Régie dans le Plan d'approvisionnement correspond à une espérance de délestage de 2,4 heures par année ;

⁴⁹ ICF, page 61.

⁵⁰ Décret 1277-2001, art. 6.

selon Hydro-Québec, une réserve équivalente à 11 % de la pointe prévue est suffisante pour rencontrer ce critère.⁵¹

Si l'on peut en conclure qu'une réserve de 11 % sur la puissance maximale prévue en électricité patrimoniale est au compte d'HQ Production, il incombe au Distributeur de fournir la réserve requise pour toute puissance post-patrimoniale. Ainsi, toute réduction de la demande de puissance en pointe réduit également les besoins additionnels de réserve, qui varient selon la technologie de production. Autrement dit, la réduction de la charge en pointe de 100 MW réduit les besoins de puissance de production par 100 MW plus le taux de réserves requis.

Pour résumer :

- **Les besoins en réserve étant proportionnels à la puissance requise à la pointe annuelle, toute réduction de la charge en pointe réduit les besoins en puissance par un facteur additionnel de 11 à 15 %.**

5.4.2 Les pertes marginales

Il y a également lieu d'ajuster l'approche du Distributeur à l'égard de pertes. Selon sa preuve, les pertes sont intégrées dans le coût évité de transport⁵². Selon l'exemple de calcul fourni dans ses réponses à la Régie, ce sont les pertes du réseau de distribution de 4,94 % en moyenne qui sont utilisées dans le calcul du coût évité en transport parce que, du point de vue du Distributeur, chaque kW livré au client doit être majoré des pertes de distribution⁵³. Aucun ajustement pour les pertes ne semble intégré à l'analyse du Distributeur des coûts évités de fourniture.

Cette approche semble sous-estimer de façon importante les coûts totaux reliés aux pertes qui peuvent être évitées par des mesures d'efficacité énergétique. Quoique le tarif de transport tienne compte des pertes, dans le calcul des coûts évités c'est avant tout dans les coûts évités de fourniture que l'effet de ces pertes est perçu.

Notons également que l'estimation des effets sur les pertes reliés à l'application d'une mesure d'efficacité énergétique doit tenir compte des pertes *marginales*, qui sont toujours plus élevées que

⁵¹ État d'avancement, p. 21.

⁵² HQD-1, doc. 1, page 32.

⁵³ Ibid., p. 42, note de bas de page numéro 3.

les pertes moyennes —surtout à la pointe du réseau. Selon l'étude Tellus, les pertes marginales en puissance peuvent être le double des pertes moyennes⁵⁴.

Les besoins additionnels en fourniture reliés à une augmentation de la demande en pointe devraient donc refléter les taux de pertes *marginaux* en transport et distribution. Cela pourrait ajouter 15 %, sinon plus, pour transport et distribution.

Pour résumer :

- **Les coûts évités en fourniture devraient être majorés d'un pourcentage qui correspond au taux de pertes marginal pour transport et distribution.**

5.4.3 Le taux d'actualisation

Dans ses calculs des coûts évités, le Distributeur utilise les taux d'actualisation fixés lors de sa cause tarifaire et celle du Transporteur. Il s'agit en fait des taux du coût en capital prospectif (*weighted average cost of capital*, ou WACC) pour chacune de ces entités réglementées. Ce taux est souvent utilisé dans le calcul des coûts évités parce qu'il représente le coût encouru par le service public pour financer ses activités. Cependant, comme l'explique Tellus, il ne fournit pas une représentation adéquate du futur à l'égard des décisions ayant une importance sociale.

A utility operating under traditional rate-of-return regulation makes investments as the agent for its customers, who must bear most of the risks of the utility's decisions. This leads to the inference that the discount rate used to evaluate alternative investments should perhaps be the discount rate of the customers, or "society." The social discount rate is generally regarded as lower than investor-required rates of return.

Use of a social discount rate is a means of assessing the longer-term implications of resource planning by reflecting a more appropriate balance between economic impacts affecting current and future generations. ... Therefore, by using a social discount rate in planning, utility investments in alternative resources would receive the proper credit for their long-run benefits⁵⁵.

En fait, chaque fois qu'on utilise un taux d'actualisation, on donne implicitement un poids plus grand aux premières années à venir qu'aux années subséquentes. Ainsi, le taux d'actualisation réel de 8,08 % utilisé pour les calculs des coûts évités de transport fait en sorte qu'il faut économiser

⁵⁴ Tellus, page III – 3.

⁵⁵ Tellus, page IV-6.

deux kWh en 2013 pour avoir le même effet économique qu'un seul kWh économisé en 2004. D'un point de vue sociétal, il est loin d'être clair qu'une telle dévaluation du futur soit justifiée.

Le but de l'utilisation d'un taux d'actualisation social est précisément d'augmenter l'importance des années plus éloignées dans la prise de décision. Le chiffre de 3 % est souvent utilisé comme un taux d'actualisation social. Étant donné le court horizon temporel utilisé par le Distributeur, l'effet d'une modification du taux d'actualisation n'est pas énorme. Cependant, dans la mesure où il intègre une période de planification plus longue, les conséquences seraient plus significatives.

Au-delà de cet effet, le poids relatif des années futures dans la preuve du Distributeur se trouve réduit davantage grâce à l'inclusion de 2003 et 2004 dans le calcul des coûts évités⁵⁶. Ainsi, dans l'exemple détaillé fourni du coût évité pour le chauffage de l'eau (résidentiel), le coût évité pour 2003 est inclu à sa pleine valeur, et celui de 2004 est déjà escompté à 7,06 %. Étant donné que 2003 est déjà terminé et que des programmes adoptés en fonction de ces coûts évités ne verront certainement pas le jour avant la fin de 2004, on peut en fait limiter l'étude des coûts évités à la période post-patrimoniale. L'exclusion de ces deux années du calcul aurait l'effet d'augmenter l'annuité constante de 6,32 ¢ à 6,92 ¢/kWh, ou à 6,64 ¢ en ajustant pour l'inflation — une augmentation de 5 %.

Pour résumer :

- **Il serait approprié d'exclure les années 2003 et 2004 de l'analyse des coûts évités, ce qui, dans l'exemple étudié, augmenterait les coûts évités d'environ 5 %.**
- **Il serait également justifié d'utiliser un taux d'actualisation social pour le calcul des coûts évités. Étant donné le court horizon temporel utilisé par le Distributeur, l'effet d'une modification du taux d'actualisation n'est pas énorme. Cependant, dans la mesure où il intègre une période de planification plus longue, les conséquences seraient plus significatives.**

5.4.4 Les externalités

Étant donné que toutes les filières de production d'électricité comportent des conséquences réelles sur l'environnement, qui ne sont qu'imparfaitement internalisées dans leurs coûts, il est tout à fait

⁵⁶ HQD-2, doc. 7.1, p. 3 et le chiffrer y annexé.

approprié de tenir compte des externalités dans le calcul des coûts évités. Il s'agit des coûts encourus non pas par le Distributeur mais par la société dans son ensemble et qui peuvent être évité en réduisant la consommation d'électricité.

La nature de ces externalités varie bien sûr avec la filière à la marge. Les effets environnementaux des différentes filières sont bien connus, et n'ont pas besoin d'être repérés ici. Notons cependant qu'il n'est pas vraiment évident quelle filière est à la marge pour le Distributeur. Pour ce qui est des ajouts majeurs de puissance et d'énergie, c'est probablement une combinaison entre la grande hydraulique et les TAGCC (gaz naturel) qui est réellement à la marge. À plusieurs moments de l'année, cependant, c'est la centrale Tracy (mazout) qui est à la marge. Cependant, si l'on accepte le raisonnement selon lequel ce sont les marchés avoisinants qui sont ultimement à la marge, le dernier kilowattheure pourrait également être de source nucléaire ou tiré du charbon.

Le choix d'une valeur précise pour les externalités de la production de l'électricité est une tâche semée d'embûches. Il est utile cependant de se rappeler de « l'économie selon l'autruche », telle que formulée par Richard Cowart, ancien président du Vermont Public Service Commission, qui se repose sur la déduction suivante :

1. Externalités > 0
2. Externalités < 0
3. ergo Externalités = 0

Même si la valeur précise des coûts externes est hautement inconnue, on peut être sûr qu'elle est plus que zéro.

Pour résumer :

- **Il serait également approprié d'augmenter les coûts évités pour tenir compte des externalités environnementales reliées à la production évitée.**

6 Les coûts évités de transport

Tel que nous l'avons expliqué à la page 13 ci-dessus, nous trouvons peu convainquant l'approche du Distributeur selon laquelle une partie des coûts évités en transport sont intégrés avec les coûts évités en fourniture.

Le Distributeur exclut de ses coûts évités en transport :

- les coûts de transport reliés à l'intégration des nouvelles centrales de production au réseau de transport (présumément, il s'agit seulement des centrales destinées à desservir la charge locale) et
- ceux reliés au renforcement du réseau principal de transport⁵⁷.

Il traite ces coûts plutôt comme faisant partie de ses coûts évités de « fourniture et transport », dont le niveau se base sur les prix résultant de l'appel d'offres A/O 02/01. Le seul élément additionnel au niveau du transport est les « coûts évités de transport associés à l'intégration de la charge locale »⁵⁸.

Notons tout d'abord que nous n'avons pas réussi à réconcilier les montants d'investissements de transport reliés à la charge locale dans le présent dossier avec ceux présentés dans R-3454. Par exemple, les réponses fournies à la Régie indiquent des investissements de 98,2 M \$ et 93,7 M \$ pour les années 2004 et 2005, respectivement⁵⁹; dans le dossier R-3454, les montants rapportés pour la croissance des besoins pour ces deux années étaient de 162,1 M \$ et de 140,5 M \$, respectivement⁶⁰.

Au-delà de ces détails, aussi importants qu'ils soient, demeure un problème d'ordre méthodologique qui se résume ainsi : étant donné que dans le coût de service du Distributeur, la fourniture et le transport sont traités tous les deux comme un achat de services, pourquoi ne devrait-on les traiter de la même façon à l'égard des coûts évités ?

Ainsi, le Distributeur paye le Transporteur pour le service de transport, de la même façon qu'il paye HQ Production (ainsi que ses autres fournisseurs, le cas échéant) pour la fourniture. Pour la fourniture, le Distributeur en conclut qu'il faut baser les coûts évités sur les estimations du prix à payer. Pourquoi ne devrait-on pas en faire autant pour le transport ?

Selon le Distributeur, il n'y a pas lieu de tenir compte dans le calcul de ses coûts évités des investissements futurs du Transporteur qui ne sont pas directement reliés à la croissance de la demande de la charge locale. Cependant, il ressort de la méthode de calcul du tarif annuel de transport payé par le Distributeur qu'une réduction de sa consommation aura un effet non seulement sur

⁵⁷ HQD-1, doc. 1, p. 31, note de bas de page numéro 3.

⁵⁸ Ibid., pages 31-32.

⁵⁹ HQD-2, doc. 1, p. 41.

⁶⁰ R-3454, HQT-1, doc. 1, p. 39.

les besoins d'investissements futurs, **mais également sur la part du coût de service total du Transporteur dont le Distributeur est responsable**. Dans ce sens, les charges de transport qui sont dans une certaine mesure évitables ne se limitent pas à celles reliées aux investissements futurs et encore moins à de tels investissements reliés directement à la croissance de la demande. En réduisant la charge locale à la pointe annuelle du réseau, le Distributeur peut en réalité réduire la part du coût de service du Transporteur **dans son ensemble** pour laquelle il est responsable. Il s'agit d'une conséquence de la séparation fonctionnelle qu'on ne peut ignorer dans le calcul des coûts évités.

Pour estimer cette réduction, nous devons tout d'abord nous rappeler du mécanisme tarifaire établi lors de l'examen du dossier tarifaire du Transporteur. Ce mécanisme fait en sorte que le coût de service du Transporteur est partagé entre la charge locale, le service en réseau intégré (non utilisé) et le service ferme de point à point **en fonction de leur contribution à la pointe annuelle du réseau**. Il en découle inévitablement que toute réduction de la demande en pointe de la charge locale implique une réduction de la part du coût de service du Transporteur que le Distributeur doit supporter.

Le tableau suivant résume l'approche retenue par la Régie. La première colonne reprend sans modification les calculs du tarif de transport, tel qu'établi dans R-3401-98⁶¹. La seconde colonne refait les mêmes calculs, en tenant compte d'une réduction de la pointe annuelle de la charge locale de 100 MW. Sans aucun autre changement, cela réduit la facture payable par le Distributeur de 7,9 M \$, pour un coût évité de transport, avant tout nouveau investissement, de 7,90 \$ / kW-an. Ce montant équivaut déjà à 85 % du coût annuel d'usage pour le transport, établi selon la méthode du Distributeur.

⁶¹ Chiffres tirés de R-3410-98, HQT-10, doc. 1R.

	selon R-3401-98	avec réduction de la charge locale de 100 MW	idem, avec ajout de pt à pt annuel de 100 MW
Total des revenus à récupérer (M\$)	2,609	2,609	2,609
Revenus des ventes point à point à court terme (M\$)	16	16	16
Revenus requis résiduels (M\$)	2,593	2,593	2,593
Somme de la pointe annuelle (charge locale) et les réservations prévues pour le service de point à point annuel (MW)	35,570	35,470	35,470
Tarif annuel (\$/kW-an)	73	73	73
Service de point à point annuel (MW)	3,844	3,844	3,944
Revenus du service de point à point annuel (M\$)	280	281	288
Revenus requis résiduels nets des revenus de point à point (M\$)	2,313	2,312	2,305
Revenus du service en réseau intégré (M\$)	0		0
Montant facturé au Distributeur (charge locale) (M\$)	2,313	2,312	2,305
changement de facture du Distributeur (M\$)		-0.8	-8.1
coût évité \$/kW-an		7.9	81.0

La dernière colonne explore l'hypothèse selon laquelle, à long terme, une réduction de la pointe annuelle de la charge locale permettrait une augmentation de l'utilisation du service de point à point. Un tel effet pourrait se produire grâce aux deux éléments suivants, ou d'une combinaison des deux :

- dans la mesure où la capacité de transfert du réseau est limitée, la réduction de son utilisation à la pointe par la charge locale permettrait son utilisation accrue par des tiers. Autrement dit, une réduction des besoins prévus à la pointe annuelle de la charge locale pourrait mener à une augmentation du ATC (*available transmission capacity*) du réseau, ce qui permettrait au Transporteur de faire des ventes additionnelles de capacité ferme de point à point;
- dans la mesure où des équipements de production sont installés au Québec pour répondre aux besoins de la charge locale en puissance, la réduction de son appel de puissance à la pointe d'hiver pourrait permettre à ces producteurs de vendre des puissances ainsi libérées sur les marchés avoisinants, ce qui mènerait à une demande additionnelle pour le service de transport de point à point.

Cette hypothèse donnerait lieu, à la limite, à un coût évité de **81 \$/kW-an**, avant tout nouveau investissement. Même si cet effet ne se produit que partiellement, il peut donc affecter grandement les coûts évités du Distributeur en transport.

Notons que, dans ce simple exemple basé sur les revenus requis de 2001 (qui demeureront en vigueur jusqu'à la prochaine cause tarifaire du transport), nous avons identifié des coûts évités à l'égard de la facture pour le réseau de transport existant qui, même sans supposer des ventes accrues du service de point à point, sont presque égaux à ceux que le Distributeur prévoit déduire des investissements futurs pour l'intégration de la charge locale. Notons également que, selon ce même

exercice, le *transfert* de l'utilisation du réseau de transport de la charge locale vers le service de point à point augmente cet effet très sensiblement.

À cela il faut ajouter bien sûr les coûts évités reliés aux investissements futurs dans le réseau de transport. Encore une fois, même si ces investissements ne sont pas en soi évitables, la responsabilité du Distributeur de supporter leurs coûts l'est, en partie. À cet égard, il est important de noter que l'ensemble des investissements présentés par le Transporteur dans le dossier R-3404-02 pour la période 2003-2010 sont de 1 877,3 M \$ (dollars courants). Plus récemment, M. Yves Fillion, président de TransÉnergie a annoncé des investissements entre 2004 et 2008 qui montent à **3,8 milliard de \$**⁶². Ce chiffre excède d'un facteur de sept les investissements de 539,9 M \$ prévu pour la même période à titre d'« investissements reliés à la charge locale ». C'est seulement ce dernier montant dont le Distributeur tient compte dans les coûts évités de transport du présent dossier⁶³.

En fait, dans ce même discours, le président de TransÉnergie fait état des investissements de 1 090 M \$ prévus pour répondre à la croissance de la charge locale, soit 600 M \$ pour intégrer les nouvelles sources d'approvisionnements requises par cette dernière et 490 M \$ pour augmenter la capacité ferme des postes satellites (réseaux régionaux)⁶⁴. En théorie, le premier de ces deux éléments est déjà inclu dans les coûts évités de fourniture du Distributeur, parce que l'évaluation des soumissions aux appels d'offres tient compte des coûts de transport additionnels requis. En pratique, cependant, les soumissions retenues de l'A/O 02/01 ne requièrent pas des investissements importants en transport. Il est donc faux de prétendre que les coûts évités basés sur ses résultats tiennent compte déjà de ces investissements de 600 M \$. Pour éviter ce problème, en plus de toutes les autres raisons mentionnées ci-dessus, nous croyons qu'il est nécessaire d'inclure les conséquences tarifaires de l'ensemble des investissements futurs de TransÉnergie dans les coûts évités de transport.

Comme nous venons de le démontrer pour le réseau existant, même si la croissance de la demande de la charge locale n'est pas la cause directe d'une grande partie de ces investissements, le Distributeur sera appelé à supporter les charges annuelles qui en résultent. Étant donné que sa facture dépend du ratio entre la pointe annuelle de la charge locale et les ventes de service annuel de

⁶² Yves Fillion, « Notre défi — maintenir la fiabilité du réseau », présentation devant l'AIEQ, 4 mars 2004. http://www.aieq.net/Fran%E7ais/pr%E9sentation/2004_03_04%20YFillion%20AIEQ.pdf.

⁶³ HQD-2, doc. 1, p. 41.

⁶⁴ Fillion, p. 13.

point à point, toute réduction de la pointe annuelle de la charge locale du Distributeur réduira en réalité la proportion des revenus requis du Transporteur qu'il devra supporter.

Dans le dossier R-3504-02, le Transporteur a présenté un tableau indiquant les impacts sur ses revenus requis des investissements reliés à la « croissance des besoins de la clientèle », qui comptait pour 478 M \$ sur un budget total d'investissement de 1 877 M \$⁶⁵. Pour évaluer les coûts évités en transport du Distributeur, il faudra faire le même exercice pour l'ensemble de ses investissements prévus, en tenant compte de la mise à jour mentionnée dans le discours de M. Filion.

Finalement, ces investissements importants pour augmenter la capacité des postes satellites soulèvent la même question qui est traitée dans la prochaine section à l'égard du réseau de distribution, à savoir : est-ce qu'il existe des différences importantes entre une région et une autre à l'égard des coûts évités en transport ?

Pour résumer :

- **Étant donné la façon dont le Distributeur est facturé pour les services de transport, une réduction de la charge locale mène en réalité à une réduction de sa part à payer pour les coûts de service de transport, y compris les coûts fixes du réseau existant et des ajouts à venir, même ceux qui ne sont pas causés directement par la croissance de la demande de la charge locale. Les coûts évités doivent refléter ce fait et non seulement les nouveaux investissements qui peuvent être évités.**
- **Les investissements prévus par TransÉnergie pour répondre à la croissance de la demande interne sont beaucoup plus importants que ceux prévus dans la preuve, et les autres investissements sont encore plus grands. Il semble donc que le coût annuel d'usage de 9,22\$/kW/an prévu par le Distributeur sous-estime de façon très importante les coûts évités en transport.**
- **Pour le mettre à jour, il faut obtenir de TransÉnergie une projection de l'évolution de ses revenus requis résiduels, en tenant compte de la mise à jour récente de son plan d'investissements.**

⁶⁵ R-3504-02, HQT-1, doc. 1, p. 39 et 41.

- **Le fait que TransÉnergie prévoit investir 490 M \$ pour augmenter la capacité ferme des postes satellites (réseaux régionaux) suggère qu'il existe d'importantes différences de coût évité entre les régions qui subissent des contraintes et celles qui n'en subissent pas. Pour les mêmes raisons évoquées dans la prochaine section, il serait important d'identifier ces écarts à la présente étape.**

7 Les coûts évités de distribution

7.1 Les coûts d'exploitation

Le Distributeur base ses calculs à l'égard des coûts évités de distribution sur les investissements reliés à la croissance de la charge du Distributeur et l'augmentation de la demande en puissance. Il précise que les données retenues concernent essentiellement les équipements sur les tronçons principaux de 25kV. Aucune source précise n'est identifiée⁶⁶.

Or, tout en excluant ces factures pour le transport et pour la fourniture, il est loin d'être évident que ces investissements représentent les seuls composants du coût du service du distributeur qui peuvent être évités. Ainsi, le Document de travail cité auparavant précise :

Le coût évité de distribution reflète, d'une part, l'économie au niveau des investissements dans le réseau de distribution et, d'autre part, l'économie de coûts d'exploitation des installations requises pour satisfaire une variation de la demande⁶⁷. (nos soulignés)

La méthodologie présentée par le Distributeur dans ce dossier ne fait pas état des économies potentielles à l'égard des coûts d'exploitation. Il y a lieu, par exemple, d'examiner les mécanismes de partage des coûts reliés aux services partagés et corporatifs pour déterminer s'ils seraient affectés — et, le cas échéant, dans quelle mesure — par des mesures qui réduisent la consommation en énergie de la clientèle ou sa demande en puissance.

Notons à cet égard qu'ICF, travaillant avec la collaboration d'une vingtaine de distributeurs d'électricité, a jugé conservateur d'inclure dans les coûts évités 80 % des coûts reliés au service à la

⁶⁶ HQD-2, doc. 1, p. 43.

⁶⁷ HQ Distribution, Document de travail de 9 avril 2002, p. 5.

clientèle et à l'administration (mais pas à la gestion des comptes-clients), ce qui augmente les coûts évités de fourniture par environ 15 %⁶⁸. Ces coûts incluent notamment ceux reliés au recouvrement.

Par ailleurs, une étude préparée par les chercheurs John Howat et Jerrold Oppenheim du National Consumer Law Center (NCLC) aux États-Unis en 1999 a essayé de quantifier les coûts de cette nature qui peuvent être évités par des programmes d'efficacité énergétique ciblés vers une clientèle à faible revenu. Ils ont déterminé qu'étant donné que la desserte de ces consommateurs comporte des coûts par client beaucoup plus élevés que celle de la classe résidentielle en moyenne, les coûts évités reliés à cette clientèle sont aussi plus élevés.

Les coûts de cette nature encourus par un distributeur pour desservir ces consommateurs sont surtout les coûts reliés aux arrérages, dont :

- les coûts administratifs reliés au recouvrement,
- la négociation des plans de paiement,
- les radiations de mauvaises créances, et
- les coûts de fermeture et de rebranchement du service.

Howat et Oppenheim ont déterminé que les coûts évités reliés à ces éléments aux États-Unis peuvent ajouter entre 8,9 % et 55,6 % aux coûts évités directs⁶⁹, sans parler des bénéfices sociaux qui en découlent.

7.2 Les zones géographiques

Dans le Document de travail cité auparavant, le Distributeur fait état de l'écart important qui existe entre les coûts marginaux de distribution dans les régions caractérisées par un taux important de croissance de la demande et des contraintes relativement importantes à l'égard de la capacité du réseau de distribution (des « zones rouges ») et celles qui ne sont pas ainsi contraintes (des zones « vertes »). La zone rouge est définie comme suit :

⁶⁸ Voir la page 6, ci-dessus.

⁶⁹ John Howat et Jerrold Oppenheim, *Analysis of Low-Income Benefits in Determining Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Programs*, 14 avril 1999, 19 pages. http://www.consumerlaw.org/initiatives/energy_and_utility/non_energy_benefits.shtml.

Zone rouge : Zone où le réseau de distribution ne permet pas de faire face aux augmentations de la demande ; il y a donc des coûts supplémentaires significatifs. Ceci représente environ 20 % du réseau de distribution actuel⁷⁰.

Or, le document prévoit un coût évité pour la zone rouge de 60 \$/kW/an et un coût évité de zéro pour la zone verte. La zone rouge couvrant environ 20 % du réseau de distribution, le coût évité moyen montait à 12\$/kW/an⁷¹.

Or, dans la présente cause, le Distributeur a expliqué pourquoi il ne tient pas compte de ses différences :

Par ailleurs, en matière de coûts évités de distribution, le Distributeur utilise, dans le cadre du PGEE, un indicateur de coût unique pour l'ensemble du réseau, puisque les programmes sont universels à l'échelle du Québec. Ainsi, le Distributeur n'a pas effectué de calcul de coûts évités de distribution différenciés selon les zones géographiques⁷².

Il nous semble que ce n'est pas à l'étape de l'établissement des coûts évités qu'on doit trancher sur l'opportunité ou non de programmes d'efficacité énergétique géographiquement ciblés. Il est justement essentiel à cet étape de *connaître*, avec le plus de précision possible, ces coûts évités, y compris les variations géographiques qui peuvent se présenter, pour permettre une réflexion éclairée à l'égard de la mise en place de tels programmes.

À ce sujet, notons qu'il existe une littérature importante explorant le potentiel additionnel d'efficacité énergétique qui résulte d'une prise en compte des coûts évités locaux dans les réseaux de distribution. Un des chercheurs importants dans ce domaine est le docteur Ren Orans, qui a développé une méthode pour l'évaluation des coûts variant selon l'endroit et le temps. Par exemple, dans une étude préparée de concert avec M. Joel Swisher de l'UNEP, il a démontré que l'utilisation de *area- and time- specific marginal costs* (ATSMC) ouvre la porte à des interventions en efficacité énergétique rentables qui ne le seraient pas si l'évaluation était faite sur la base des coûts marginaux moyens, et pour le réseau dans son entier.

Recent analytic advances in accurately determining utilities' area-specific costs have important implications for DSM design. ... If utilities know what their area-specific costs are, they will know where and when their costs are significantly higher than the system average. The timing is

⁷⁰ Document de travail du 9 avril 2002, p. 5.

⁷¹ Ibid., p. 12.

⁷² HQD-2, doc. 7.1, p. 3.

important, because costs must be forward-looking : once costs are sunk, the opportunities to reduce or defer them are lost. Thus, high-cost areas move around in space and time.

Higher costs mean higher avoided costs for DSM, allowing more expensive measures and therefore larger energy and demand savings to be cost-effective. These high cost areas justify intensive DSM investments — “blitz” programs to capture a large energy-saving fraction — in certain places at certain times. With area-specific cost information available, an proved DSM strategy can exploit these opportunities fully where and when they occur, rather than doing broad-based programs that achieve small savings and low participation rates. After doing a “blitz” in one target area, one can identify different areas to “blitz” later. This DSM strategy gives large savings per customer, and large participation rates in the target areas, thus large total savings in that area. This strategy is also shown to be more promising than the conventional approach for maintaining incentives for DSM under utility deregulation⁷³.

Le Dr Orans s’est présenté comme témoin expert pour TransÉnergie lors de sa cause tarifaire R-3401-98. Dans son témoignage, il s’exprimait ainsi :

In local distribution systems or systems that are mainly radial in nature, if you have an extreme peaking utility, for example, here, the peak is driven by space heating or in the Pacific Northwest, it is driven by space heating or in Texas, for example, it is driven by air conditioning, in cases where there is an extreme peak, as we mentioned this morning, it is possible through pricing programs or conservation programs, pricing programs in particular but sometimes interruptible pricing programs or distributed generation sources, to push down the peak when it is very narrow.

...

If you approach this problem, the problem we are dealing with in this paper, and you are on a normal cycle of planning, say one to five years, it would be very difficult to avoid an investment in a local transmission facility. If you are planning on a twenty-year basis, for example, you might be able to call together enough resources to really affect a load on a 44 kV system, for example.

Q. Now, could you elaborate on how the need for capacity expansion affects the cost effectiveness of DSM?

A. This depends on the perspective you take on DSM. If you use — if you calculate the avoided cost to evaluate your DSM programs, the cost of DSM relative to what the utility or society avoids when it puts in DSM, if you take a very long perspective, twenty (20) years, thirty (30) years, forty (40) years, you can begin to see if I do high concentrations of a load management program or distributed generation, in a local distribution area, I may be able to put off a local distribution substation for several years ...⁷⁴

⁷³ Joel Swisher et Ren Orans, *A New Utility DSM Strategy Using Intensive Campaigns Based on Area-Specific Costs*, European Council for an Energy-Efficient Economy 1995 Summer Study session, p. 1.

⁷⁴ N.S., R-3401-98, vol. 19, pages 106 à 111.

Étant donné les réductions importantes des investissements qui peuvent potentiellement être évités pour être reportés grâce aux programmes d'efficacité énergétique ciblés, il nous semble essentiel que des opportunités de cette nature soient identifiées lors de l'examen des coûts évités.

Pour résumer :

- **Il y a lieu d'examiner les mécanismes de partage des coûts liés aux services partagés et corporatifs pour déterminer s'ils seraient affectés — et, le cas échéant, dans quelle mesure — par des mesures qui réduisent la consommation en énergie de la clientèle ou sa demande en puissance.**
- **Faute de chiffres plus précis, une estimation conservatrice serait de réduire par 50 % le taux utilisé par ICF et attribuer une valeur égale à 7,5 % des coûts évités de fourniture pour les coûts évités de service à la clientèle et l'administration.**
- **Il serait important de préciser et, si nécessaire, de mettre à jour l'estimation préliminaire faite par le Distributeur dans son document de travail de février 2002 suggérant que les coûts évités pour les zones « rouges », où des investissements seront requis pour augmenter la capacité du réseau de distribution dans les prochaines années, sont cinq (5) fois plus élevés que les coûts évités moyens pour le réseau de distribution.**

PARTIE III — CONCLUSION

8 Conclusion

8.1 Estimation quantitative

Pour des raisons explicitées ci-dessus, il n'est pas possible en ce moment de proposer des coûts évités chiffrés. Il est néanmoins possible d'estimer l'ordre de grandeur de la plupart des changements qui découleraient des modifications méthodologiques que nous proposons. Il importe de souligner que les informations quantitatives présentées ici le sont seulement à titre indicatif.

8.1.1 Coûts évités des besoins de base

Élément	Direction du changement	Ordre de grandeur
Remplacement d'A/O 02/01 par des estimations génériques des coûts d'un TAGCC au gaz naturel, construit au Québec dans les prochaines années	pas connu	probablement < 10 %
Volatilité des prix de gaz naturel	augmentation	~ 5 %
Élimination de 2003 et 2004 des coûts évités	augmentation	~ 5 %
Taux d'actualisation social	augmentation	varie selon taux et période d'analyse
Externalités	augmentation	à déterminer
Service à la clientèle et administration	augmentation	jusqu'à 7,5 %

8.1.2 Coûts évités des besoins de pointe

Élément	Direction du changement	Ordre de grandeur
Remplacement du signal de prix basé sur les blocs 16x5 avec le coût d'usage d'équipements de pointe	augmentation	majeur
Tenir compte des aléas climatiques (coût d'usage de la convention cadre et des options interruptibles)	augmentation	inconnu
Tenir compte des besoins additionnels de réserve causés par les besoins additionnels en pointe	augmentation	11 à 15 %
Tenir compte du taux marginal de pertes (transport et distribution)	augmentation	jusqu'à 15 %
Estimer les coûts évités en transport en fonction de l'évolution du montant payable par le Distributeur selon le tarif de transport	augmentation	majeur parce que, selon ce mécanisme, les coûts reliés aux équipements existants sont également évitables, en partie

Tenir compte de l'ensemble de facteurs qui influenceront l'évolution du tarif de transport	augmentation	majeur, étant donné que les estimations du Distributeur semblent exclure une grande partie des investissements prévu par Trans-Énergie
--------------------------------------------------------------------------------------------	--------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

8.1.3 Coûts évités de programmes ciblés

Élément	Direction du changement	Ordre de grandeur
Chiffrer les coûts évités de distribution dans les régions qui ne peuvent faire face à une augmentation de la demande sans des investissements importants dans le réseau de distribution	augmentation dans la zone rouge, diminution dans la zone verte	coûts évités de distribution dans les zones rouges 5 fois plus grands que la moyenne
Identifier les régions, le cas échéant, qui ne peuvent faire face à une augmentation de la demande sans des investissements importants dans le réseau de transport	augmentation dans les zones contraintes, diminution dans les autres	inconnu
Préciser les coûts évités spécifiques à la desserte des ménages à faible revenu	augmentation des coûts évités pour cette catégorie de clients	inconnu

Malgré l'absence de précision, il ressort clairement de ce tableau que les modifications méthodologiques proposées auraient des impacts importants sur les coûts évités du Distributeur. Dans presque tous les cas, il s'agit de modifications à la hausse. Il faut cependant préciser que les augmentations des coûts évités reliés aux besoins de pointe affecteraient les différentes mesures d'efficacité énergétique de façon différente, en fonction de leur facteur d'utilisation par rapport à la pointe au Québec.

Tel que mentionné au début de ce rapport, notre intention était d'offrir à la Régie une proposition complète et chiffrée des coûts évités du Distributeur. Pour les raisons qui sont maintenant évidentes, cela n'a pas été possible. Nous espérons cependant que, une fois que la Régie aurait tranché sur les questions méthodologiques présentées dans le présent rapport et comptant sur la collaboration du

Distributeur, il sera possible de compléter le tableau des coûts évités révisés de façon rapide et efficace.

8.2 Informations additionnelles requises

Pour permettre le calcul des coûts évités selon les méthodologies que nous avons proposées dans le présent rapport, les informations suivantes seraient requises :

- une estimation des coûts annuels du projet Suroît (y compris les coûts fixes et variables, dont le coût estimé du combustible), ou d'un projet générique de la même nature,
- une estimation des coûts annuels d'un TAG à cycle simple ou de l'ajout de la puissance additionnelle à une centrale hydraulique,
- une estimation du prix de la convention cadre qui sera conclue entre le Distributeur et HQ Production pour les dépassements de l'énergie patrimoniale,
- une estimation des pertes marginales à la pointe, sur les réseaux de transport et de distribution,
- une projection de l'évolution des revenus requis résiduels de TransÉnergie, en tenant compte de l'ensemble des investissements prévus, et
- une estimation des coûts évités spécifiques à la desserte des ménages à faible revenu.

Finalement, il serait également important de savoir si la Régie accepte ou non l'inclusion des externalités environnementales ainsi que l'utilisation d'un taux d'actualisation social dans les coûts évités.