



Dossier R-3579-2005

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année 2006-2007

Mémoire d'analyse

Présenté par Jean-Benoit Trahan
B.A. spécialisé en économique

Pour le compte de l'AQCIE/CIFQ

Le 16 novembre 2005

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	3
2.	PRÉVISION DE LA DEMANDE	3
3.	FACTURATION AUX AUTRES ENTITÉS D'HYDRO-QUÉBEC	3
3.1.	ANALYSES ET PROPOSITIONS	4
4.	EXERCICE DE BALISAGE.....	5
5.	MÉCANISME DE NIVELLEMENT DES REVENUS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION POUR ALÉAS CLIMATIQUES	6
5.1.	LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR.....	6
5.2.	ATTENTE DE LA RÉGIE.....	6
5.3.	ANALYSE DE LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR.....	7
5.4.	COMMENTAIRES ET PROPOSITIONS.....	7
5.4.1.	LE TRANSPORT.....	8
6.	MÉCANISME D'ÉTALEMENT DES TARIFS.....	10
6.1.	RÉALISME DE LA PROPOSITION	10
6.1.1.	TAUX D'INFLATION FIXE À 2 %.....	11
6.1.2.	TAUX D'INTÉRÊT	12
6.1.3.	CROISSANCE DE LA BASE DE TARIFICATION	13
6.1.4.	CROISSANCE DE LA DEMANDE ET COÛT D'APPROVISIONNEMENT.....	14
6.1.5.	CONCLUSION SUR LE RÉALISME DE LA PROPOSITION.....	15
6.2.	PRINCIPES TARIFAIRES GÉNÉRALEMENT RECONNUS	15
6.3.	EFFET STABILISATEUR SUR LES TARIFS	17
6.4.	EFFET SUR LA CONCURRENCE	18
6.5.	CONCLUSION SUR LE MÉCANISME D'ÉTALEMENT DES TARIFS	19
7.	TRAITEMENT DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS.....	19
8.	INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$ DE 2006.....	20
9.	SALAIRES	21
10.	AUTRES CHARGES DIRECTES	22
11.	MÉCANISME INCITATIF, TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DE LA DETTE	23
12.	CONCLUSION	24

1. INTRODUCTION

Dans le présent dossier, nous avons reçu le mandat de produire une analyse sur la preuve du Distributeur, à l'exception de l'allocation du coût de service, de l'interfinancement et de la tarification. Nous avons procédé à celle-ci en y incluant des propositions ou demandes lorsque cela était nécessaire.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

Le poids croissant des approvisionnements post patrimoniaux a un effet important sur les coûts du Distributeur ainsi que sur l'évolution du niveau d'interfinancement.

Nous avons fait l'analyse de la progression de la demande du tarif L¹. En retirant la part

Prévision de la demande du tarif L			
	2005 GWh	2006 GWh	Variation %
Tarif L*	46340	46853	1,11
Clients autres que réseaux municipaux ou coopératif	42130	42557	1,01
Clients des réseaux municipaux ou coopératif	4210	4296	2,04

* Excluant, pour l'année 2005, la consommation des deux clients passant aux contrats spéciaux en 2006, soit un retrait de 4829 GWh

municipaux et coopératif, qui, elle, a été de plus de 2 %. D'ailleurs, ce taux était en moyenne de 2,7 % entre 2000 et 2004.

Quant aux autres classes tarifaires, on retrouve une croissance de la demande plus importante entre 2005 et 2006 que celle des clients du tarif L, soit de 2,2 % pour le tarif D, 1,6 % pour le tarif G et 2,2 % pour le tarif M.

Ainsi, force est de constater que toutes les classes tarifaires participent à la croissance de la demande, mais que celle-ci est plus fortement influencée par la clientèle des tarifs autres que le L lorsque l'on retire le phénomène de la mise en production de nouvelles usines qui, elles, sont passées cette année aux contrats spéciaux.

3. FACTURATION AUX AUTRES ENTITÉS D'HYDRO-QUÉBEC

Le Distributeur indique que les consommations des autres entités d'Hydro-Québec ne sont pas totalement facturées. Les grandes consommations le seraient, comme les chantiers par exemple, mais les postes de transformation, garages ou entrepôts, ne seraient pas tous facturés.

¹ R-3579-2005, HQD-2, document 1 et HQD-14, document 3, page 9.

Ainsi, chaque année, le Distributeur se doit de proposer à la Régie des tarifs plus élevés que ce qu'il aurait dû demander afin de combler le manque de revenus de distribution, de transport et d'approvisionnement causé par cette absence de facturation. De plus, l'énergie consommée par ces branchements non mesurés a pour effet d'augmenter les pertes du réseau et de réduire les revenus de certaines classes tarifaires, ce qui provoque marginalement un effet sur le niveau d'interfinancement que nous ne pouvons mesurer pour l'instant.

Le Distributeur propose de remédier à cette situation avec un plan graduel de mesurage qui s'échelonne jusqu'en juin 2007.

Actuellement, le Distributeur n'est pas en mesure d'estimer les montants non facturés². Il indique, par ailleurs, qu'en ce qui concerne le Transporteur, les montants non facturés auront peu d'impact sur la facture des consommateurs québécois. En effet, ces montants seront par la suite intégrés dans le coût de service du Transporteur et reportés dans le tarif pour le réseau local, proportionnellement à l'importance de la charge locale et des services point à point.

D'autre part, le Distributeur indique que celui-ci ne facture pas les frais d'ouverture de dossier actuellement, mais le fera lorsque le projet SIC sera en place, soit en janvier 2007. Le montant est estimé à 600 \$ par année³.

Finalement, le Distributeur indique également ne pas appliquer intégralement les frais de branchements aux autres entités d'Hydro-Québec. Cette situation pourrait être corrigée dès l'implantation du projet SIC en janvier 2007 et les revenus estimés sont de l'ordre de 6 000 \$ par année.

3.1. Analyses et propositions

Nous croyons, comme l'indique HQD, que celui-ci n'applique pas intégralement les articles 87 et 88 qui traitent de la fréquence des relevés de compteurs et des envois de factures.

Ce faisant, et étant donné que nous ne pouvons actuellement évaluer les revenus non facturés, nous croyons que la proposition de la mise en place d'un plan pour remédier à cette situation est essentielle. Nous croyons que ce plan devrait avoir pour objectif de comptabiliser l'ensemble des consommations des autres entités d'Hydro-Québec, et ce, le plus rapidement possible. Il s'agit ici d'équité envers les autres clients de même type, par exemple les autres producteurs d'électricité qui, eux, n'ont pas ce privilège, ainsi que d'équité envers l'ensemble de la clientèle du Distributeur, qui ne doivent pas payer le service rendu à ces entités soeurs.

² R-3579-2005, HQD-14, document 3, page 17 de 70.

³ R-3579-2005, HQD-1, document 2.2, Annexe B, page 10 de 13.

De plus, la non facturation de ces revenus a des effets sur le niveau d'interfinancement. Cet effet sera proportionnel à l'ampleur des revenus non facturés, mais comme on ne peut estimer ces revenus pour l'instant, il nous est encore plus difficile d'estimer l'effet sur l'interfinancement.

Ainsi, comme le projet de comptabilisation du Distributeur ne sera effectif qu'à compter de juin 2007, nous demandons à la Régie de comptabiliser dès cette année le manque à gagner de ces services. Le Distributeur devrait, à l'intérieur de son plan graduel de mesurage, estimer les revenus non facturés pour l'année tarifaire 2006, jusqu'à ce que le mesurage soit effectif, et facturer les entités concernées. Cette facturation se fera rétroactivement dès que ce sera possible. Ces revenus devraient être mis dans un compte de frais reportés pour qu'on en dispose dans la cause tarifaire subséquente.

En ce qui concerne les frais de branchement et les frais de dossier, nous sommes d'avis que le Distributeur doit s'assurer de pouvoir intégrer ces revenus à son budget dès que le projet SIC sera en place afin que les autres consommateurs n'aient pas à payer pour des frais occasionnés par d'autres entités d'Hydro-Québec.

Pour cette année, nous croyons que le Distributeur doit intégrer la totalité de l'estimation de 6 600 \$ à ses revenus budgétés, avant hausse tarifaire, afin d'être équitable envers tous les clients.

4. EXERCICE DE BALISAGE

Au tout début, l'exercice de balisage avait été amené par les intervenants dans un objectif d'évaluation de la pertinence des dépenses du Distributeur par rapport aux meilleurs de l'industrie. On cherchait donc à utiliser les principes de ce que l'on appelle en théorie économique la « yardstick regulation ».

Or, les rencontres techniques qu'a tenues le régulateur à cet effet avaient un tout autre objectif, soit celui de permettre d'identifier les processus qui pourraient être améliorés dans l'entreprise afin d'augmenter sa productivité⁴.

Bien que l'objectif initial de « yardstick regulation » ne soit pas atteignable avec le processus suivi par le régulateur, nous croyons que le travail de balisage et sa divulgation en groupe de travail représentent un élément sain de la réglementation actuelle. Cela permet notamment à la Régie ainsi qu'aux intervenants de pouvoir effectuer un certain niveau d'évaluation du coût de service du Distributeur dans un contexte où cette évaluation est souvent très difficile à accomplir.

⁴ R-3579-2005, HQD-14, document 4, page 18 de 70.

Nous croyons, par conséquent, que le Distributeur doit continuer cet exercice d'évaluation de ses processus, de mettre en place des processus d'amélioration lorsque cela est possible et de tenir au courant les intervenants de l'avancement des travaux.

5. MÉCANISME DE NIVELLEMENT DES REVENUS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION POUR ALÉAS CLIMATIQUES

5.1. La proposition du Distributeur

Le Distributeur propose un compte de nivellement pour la température portant sur les portions de distribution et de transport de ses revenus. Ce compte serait semblable à celui mis en place pour SCGM⁵. L'objectif poursuivi est la réduction de la volatilité du rendement de HQD qui peut être fortement affecté par une demande réelle des consommateurs largement différente de celle budgétée. L'aléa climatique peut atteindre jusqu'à 1,8 TWh, tant à la hausse qu'à la baisse⁶.

Ce compte de nivellement n'a pas d'effet sur la portion des coûts et revenus d'approvisionnement qui sont traités dans un autre compte de frais reportés, tel que décidé par la Régie dans les dossiers R-3541-2004 et R-3567-2005.

Au niveau méthodologique, le compte de nivellement de la température proposé par le Distributeur propose de compenser les revenus du Distributeur, en plus ou en moins, afin de prendre en compte l'effet du climat qui inclut, en plus de l'effet température, les effets nébulosité, précipitations et vitesse du vent. Ces trois derniers effets ne font pas partie du mécanisme actuel de Gaz Métro. De même, le Distributeur propose, dans son mécanisme, de tenir compte des effets climatiques estivaux et hivernaux, alors que seuls les effets chauffage sont considérés chez Gaz Métro.

Enfin, ce compte de nivellement de la température ne serait pas amorti sur une certaine durée comme c'est le cas actuellement chez Gaz Métro (5 ans). De l'avis du Distributeur, à long terme, ce compte devrait tendre à zéro. Il n'y aurait donc pas lieu de liquider ce compte. À tout événement, s'il advenait dans le temps que ce compte devienne trop imposant, le Distributeur indique qu'il y aurait toujours possibilité de revoir le mode de comptabilité actuellement proposé⁷.

5.2. Attente de la Régie

Dans le dossier R-3541-2005, le Distributeur proposait un compte de frais reportés sur la portion approvisionnement sans en faire autant pour la portion distribution et transport. Il avait alors été démontré que le risque du Distributeur était important en volume, soit de 1,8 TWh au niveau de l'effet climat et de 4,6 TWh pour l'effet économique. La Régie était préoccupée par le fait de traiter uniquement de l'élément approvisionnement et avait alors

⁵ R-3579-2005, HQD-4, document 4, page 5 de 25.

⁶ R-3579-2005, HQD-14, document 3, page 26 de 70.

⁷ R-3579-2005, HQD-14, document 3, page 29 de 70.

indiqué qu'elle attendait un examen du nivellement des revenus de transport et de distribution découlant des écarts entre les ventes réelles et projetées⁸.

À notre avis, le Distributeur n'a que partiellement répondu aux attentes de la Régie en ne traitant que la portion effet climatique des écarts de ventes, laissant sans étude la portion économique.

5.3. Analyse de la proposition du Distributeur

Il a été démontré, dans le cadre du dossier R-3541-2004, que le Distributeur n'encourait aucun coût supplémentaire sur son tarif de transport dans le cas d'une variation de la demande sur une période d'une année, et cela peu importe si la variation provient d'effets climatiques ou économiques. D'autre part, les revenus seront affectés à la hausse ou à la baisse par tout écart entre les revenus prévus et projetés.

Dans le cas de la portion distribution, cela est moins clair. D'une part, le distributeur n'encourt aucun coût supplémentaire de distribution pour tout écart entre la consommation prévue et projetée découlant d'un effet climatique. D'autre part, le Distributeur peut encourir des coûts supplémentaires pour une demande réelle différente de celle budgétée provenant d'une variation économique. Cela se retrouve particulièrement dans les cas où il y a une croissance plus grande que prévue du nombre de nouveaux clients ou si des demandes d'augmentation de puissance obligent le Distributeur à faire des interventions sur le réseau en place afin d'en augmenter la capacité. Quant aux revenus, ils seront affectés tant à la hausse qu'à la baisse selon la variation des ventes, peu importe la provenance de l'écart⁹.

D'autre part, le Distributeur possède les immobilisations requises pour offrir le service de distribution. Ce qui n'est pas le cas pour le service de transport puisqu'il ne possède aucun actif et ne possède aucun pouvoir de gestion sur le Transporteur¹⁰. D'ailleurs, la Régie a reconnu ce fait par la mise en place d'un autre compte de frais reportés qui inclut tout écart provenant d'une modification du tarif local du Transporteur. Cela permet de tenir le Distributeur indemne des décisions de la Régie sur les tarifs du Transporteur.

5.4. Commentaires et propositions

Notre analyse de la situation nous amène à proposer deux comptes de nivellement des revenus. Le premier comptabiliserait l'ensemble des écarts de revenus sur la portion transport des tarifs du Distributeur alors que l'autre comptabiliserait uniquement la portion des écarts de revenus provenant des effets climatiques pour la portion distribution.

Cette proposition découle du fait que nous croyons que le Distributeur et les consommateurs doivent être tenus indemnes des variations de coûts ou de revenus sur les éléments qui sont hors de contrôle du Distributeur. Or, nous considérons que le

⁸ D-2005-34, page 50.

⁹ R-3541-2005, HQD-14, document 5, page 34 de 42.

¹⁰ R-3579-2005, HQD-14, document 3, pages 22 et 23.

Distributeur ne possède aucun contrôle sur le climat québécois ni sur le tarif de transport qu'il doit assumer. Cependant, nous reconnaissons que le Distributeur peut avoir des coûts supplémentaires de distribution qui sont sous son contrôle si la variation de la demande provient d'un effet économique, tels l'ajout de lignes de distribution ou l'envoi de factures supplémentaires.

Ainsi, nous acceptons la proposition du Distributeur telle que formulée à la pièce HQD-4, document 4, pour la portion distribution de ses revenus, soit la mise en place d'un compte de nivellement des revenus pour aléas climatiques.

5.4.1. Le transport

Le Distributeur propose un modèle de compte de nivellement pour la température qu'il indique calqué sur celui de SCGM. Cela avait déjà été annoncé par celui-ci dans le cadre du dossier R-3541-2004 et est repris dans le cadre du présent dossier. Ainsi, celui-ci explique son risque d'affaire de cette façon :

« De plus, le Distributeur tient à souligner que ce qu'il considère comme son risque d'entreprise n'est pas le transport comme tel puisqu'il dispose d'un compte de frais reportés à cet égard, mais plutôt les aléas économiques et démographiques qui ont un impact sur ses revenus. »

À notre avis, cette interprétation est erronée. En effet, si on allait au bout de cette logique, les impacts sur les revenus du Distributeur découlant d'effets démographiques ou économiques devraient prendre en considération la portion approvisionnement. Or, tel n'est pas le cas, tant chez le Distributeur que chez SCGM.

Le Distributeur se compare beaucoup avec la situation de SCGM. Nous croyons que cette comparaison n'est pas totalement applicable, notamment sur le transport.

SCGM fait partie d'un secteur où la compétition est davantage présente sur certains segments de son industrie que ce que l'on retrouve dans le secteur électrique. Au niveau du transport, SCGM offre un tarif dégroupé aux clients, ce qui veut dire que les clients peuvent posséder eux-mêmes leur propre service de transport ou utiliser celui du Distributeur. De même, le service de transport que possède SCGM est composé de différents contrats avec des durées différentes pouvant être modifiés régulièrement et transigés sur les marchés secondaires.

Dans le cas de l'électricité, le service de transport est intégré dans le tarif groupé sans distinction pour le client. Celui-ci ne peut se procurer son propre service et doit donc utiliser le service de HQT via HQD. Enfin, le Distributeur ne peut transiger son contrat de transport sur les marchés en tout ou en partie.

Ainsi, l'environnement des deux Distributeurs est relativement différent et possède des risques et des incitatifs qui sont différents.

Au niveau de Gaz Métro, les coûts et les revenus de transport sont traités dans le mécanisme incitatif. Ce faisant, le Distributeur remet aux clients en fin d'année 75 % de

tout écart de rentabilité réelle supplémentaire à celle projetée en début d'année. Ainsi, si Gaz Métro effectue des transactions afin d'acquérir, vendre ou échanger des capacités de transport en vue de maximiser sa rentabilité, il devra remettre une large part de ses gains aux consommateurs. Or, pour ce faire, Gaz Métro doit agir afin de faire les transactions nécessaires afin de réduire ses coûts de transport en cours d'année tout en fournissant le service attendu à ses clients, le tout en relation avec ses besoins d'entreposage. Ainsi, dans le cas où une entreprise déciderait de ne plus consommer de gaz naturel, Gaz Métro devrait modifier et adapter ses outils de transport. De même, l'arrivée d'un nouveau client décidant d'utiliser le service de transport de Gaz Métro aura pour incidence d'obliger celui-ci à chercher ce transport et à contracter selon ce nouveau besoin.

Pour HQD, cela est totalement différent. Celui-ci possède un service de transport « take or pay » pour l'ensemble de ses besoins annuels. Ainsi, le tarif fixé en début d'année par le Transporteur est bon pour l'ensemble de l'année, pour tout besoin du Distributeur. Celui-ci n'a donc aucun élément de gestion à accomplir sur l'élément transport par une variation de la demande réelle versus la demande budgétée, outre une écriture comptable entre les deux entreprises, une fois l'an.

Comparativement, HQD possède uniquement un risque revenu sur le service de transport, alors que dans le cas de Gaz Métro, il y a un risque revenu et un risque coût. Si HQD voulait avoir le même traitement que Gaz Métro, il devrait donc avoir également le risque coût. Il faudrait donc remettre en cause le compte de frais reportés portant sur tout écart de tarif du Transporteur.

Ainsi, notre analyse nous amène à considérer que la situation de HQD n'est pas comparable avec celle de Gaz Métro pour les raisons suivantes :

- il n'y a pas de gestion des approvisionnements de transport à effectuer de la part de HQD;
- il n'y a pas de risque de coût de la part de HQD;
- il n'y a pas d'accès à un marché pour les transactions des services de transport possédés par HQD;
- l'ensemble de l'écart de rendement est totalement remis à HQD sans aucune part pour les clients;
- les tarifs de HQD sont groupés et ne permettent pas aux clients de posséder et transiger eux-mêmes leur propre service de transport.

De plus, malgré le fait que Gaz Métro subisse un risque de coût et de revenu qu'il peut gérer, la Régie est très préoccupée par les profits que celui-ci peut effectuer au cours d'une année sur une portion de son service où il ne possède aucun actif. Celle-ci s'est questionnée à ce sujet au cours des dernières années¹¹. Il appert, à notre avis, que cela démontre l'inconfort de la Régie de permettre un effet sur le rendement de Gaz Métro sur un élément où il ne possède aucun élément d'actif, mais un pouvoir de gestion, ce qui vient renforcer notre prétention en ce qui concerne HQD.

¹¹ Voir notamment D-2004-112, page 7.

Ainsi, nous proposons un compte de nivellement des revenus de transport traitant de tout écart entre les revenus budgétés et réels. Pour ce qui est de la liquidation du compte, nous proposons à la Régie de reporter cette décision lorsque des coûts seront reportés dans une cause tarifaire subséquente.

6. MÉCANISME D'ÉTALEMENT DES TARIFS

Dans le présent dossier, HQD indique que ses tarifs devraient être augmentés de 5,34 % afin de permettre de générer le revenu requis proposé. Cependant, celui-ci propose d'augmenter les tarifs de seulement 3 % cette année et de mettre l'écart dans un compte de frais reportés nommément via le mécanisme d'étalement des tarifs. De même, si ses prévisions et hypothèses se réalisent telles que présentées, la hausse tarifaire serait de 3 % pour les huit prochaines années. Il y aurait alors intégration de manques à gagner dans le compte de frais reportés pour les cinq prochaines années, suivie d'intégrations de surplus sur trois ans, ce qui amènerait ce compte à néant en 2014-2015¹².

Le Distributeur expose cette proposition en indiquant qu'il cherche à stabiliser, dans le temps, la croissance des tarifs. En effet, sans la mise en place de ce compte de frais reportés, les hausses tarifaires au 1^{er} avril 2006 et 2007 sont estimées à 5,34 % et 12,19 % respectivement¹³.

Afin d'analyser cette proposition, nous répondrons aux questions suivantes :

- est-ce que cette proposition est réaliste ?
- est-ce que cette proposition répond aux principes tarifaires généralement reconnus ?
- est-ce que cette pratique aura réellement un effet de stabilisation des tarifs ?
- est-ce que ce mécanisme aura un effet négatif sur la concurrence entre les sources d'énergie ?

6.1. Réalisme de la proposition

L'évaluation du réalisme de la proposition du Distributeur se fait en étudiant le Tableau R-14.1 du Distributeur reproduit ci-après¹⁴.

¹² R-3579-2005, HQD-14, page 33 de 70.

¹³ R-3579-2005, HQD-14, document 1, page 32 de 63.

¹⁴ R-3579-2005, HQD-14, document 1, page 30 de 63.

Tableau R-14.1

	Hypothèses								
	Exercices terminés le 31 décembre								
	Année témoin	Projeté							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ventes d'électricité									
Scénario moyen de la prévision de la demande version du mois de :	Juin 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005
Volume (TWh)	174,2	174,8	176,9	178,2	179,4	180,2	181,8	182,4	183,6
Hausses tarifaires au 1er avril	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Taux d'inflation	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Approvisionnements - Post patrimoniaux									
Coût moyen (c/kWh)	8,81	7,78	7,65	7,89	7,92	8,19	8,27	8,5	8,61
Service de transport									
Coût total (M\$)	2213	2990	2654	2688	2732	2714	2686	2677	2704
Coût annuel	2213	2623	2654	2688	2732	2714	2686	2677	2704
Frais reportés 2005		170							
Frais reportés 2006		170							
Frais d'intérêt		27							
Charge d'exploitation (M\$)	1134	1138	1149	1177	1197	1219	1242	1265	1288
Autres charges (M\$)	720	769	839	880	926	937	950	961	975
Amortissement (M\$)	562	611	689	735	779	789	800	810	823
Frais reporté du tarif BT	27	35	35	35	35	9	0	0	0
PGEE	31	65	99	130	160	182	187	191	196
Autres	504	511	555	570	584	598	613	619	627
Autres (achats de combustible et taxes) (M\$)	158	158	150	145	147	148	150	151	152
Rendement sur la base de tarification (M\$)	691	782	814	829	842	853	861	864	864
Capitaux empruntés (M\$)	437	498	519	528	537	544	549	551	551
Capitaux propres (M\$)	255	284	295	301	306	309	312	314	314
Taux de rendement sur la base de tarification	7,86%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%
Capitaux empruntés	7,64%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%
Capitaux propres	8,28%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	8793	9303	9682	9864	10023	10148	10241	10285	10286

On remarque plusieurs éléments dans la proposition du Distributeur :

- taux d'inflation fixe à 2 % durant toute la période étudiée;
- taux d'intérêt avec croissance d'environ 0,5 % entre 2006 et 2007 et fixe de 2007 à 2014;
- croissance moyenne de la base de tarification de 2,1 %, mais variable d'année en année;
- utilisation du scénario moyen de la prévision de la demande.

Ce que nous devons déterminer est le réalisme de ces hypothèses et, le cas échéant, ce qu'il adviendrait à cette évaluation si un des paramètres devait avoir une variation plus importante que ce qui est prévu. Nous reprenons donc chacune des hypothèses que nous considérons sensibles ci-après.

6.1.1. Taux d'inflation fixe à 2 %

La variation du taux d'inflation, isolément, a peu d'effet sur le modèle proposé. En fait, ce sont davantage les effets collatéraux d'une hausse de l'inflation qu'il faut étudier, puisqu'une hausse marquée de l'inflation devrait normalement avoir un effet haussier sur le taux d'intérêt et le coût de service du Distributeur.

Nous évaluerons l'effet d'une croissance des taux d'intérêt ultérieurement. Quant à la stabilité ou encore la baisse du taux d'inflation, cela aurait des effets positifs sur le modèle, notamment par une stabilisation ou une réduction de la rémunération du capital.

D'autres effets indirects provenant d'une hausse marquée du taux d'inflation peuvent influencer le réalisme du modèle. L'un de ceux-là est une inflation qui serait surtout dirigée par une hausse du coût des autres sources d'énergie, rendant l'électricité encore plus intéressante pour les consommateurs, ayant ainsi un effet à la hausse sur la demande. Un tel scénario nous apparaît peu plausible. En effet, les prix actuel très élevés au niveau des énergies fossiles (pétrole et gaz naturel) n'ont pas eu pour effet de catapulter la croissance de la demande d'électricité ni le taux d'inflation. Les économies sont aujourd'hui moins dépendantes des coûts de l'énergie, ce qui réduit d'autant l'impact sur le taux d'inflation d'une hausse marquée des coûts de l'énergie comme ce fut le cas dans les années 1970. Ainsi, une croissance plus forte de la consommation d'électricité peut être anticipée dans un tel contexte, mais cette demande resterait dans des balises gérables, tout comme c'est actuellement le cas, alors que nous vivons en plus un boom immobilier qui tire à sa fin.

De hauts taux d'inflation auraient certainement un effet sur les charges d'exploitation du Distributeur, ce qui viendrait, toutes choses étant égales par ailleurs, augmenter la durée avant l'élimination du compte de frais reportés. Cependant, nous croyons que la proposition du Distributeur de limiter la croissance des tarifs à 3 % est tributaire d'un taux d'inflation relativement fixe autour de 2 % et que dans le cas d'une hausse marquée du taux d'inflation, cette proposition pourrait être modifiée afin de prendre en considération des faits non prédictibles.

Ainsi, nous considérons que l'effet du taux d'inflation sur le modèle se retrouvera particulièrement sous deux aspects, soit le taux de rendement du capital et la croissance de la demande, bien qu'il pourrait affecter également en partie les dépenses d'exploitation du Distributeur. Nous reviendrons sur l'effet taux d'intérêt et croissance de la demande dans les sections suivantes.

6.1.2. Taux d'intérêt

Dans sa proposition, le Distributeur intègre une hausse anticipée de 0,5 % du taux d'intérêt entre 2006 et 2007 et prévoit une stabilisation de ce taux pour le reste du modèle. De plus, le Distributeur n'inclut dans son modèle aucune modification de structure du capital ou de la rémunération du risque du Distributeur dans son coût du capital propre.

Bien qu'il soit illusoire de croire que les taux d'intérêts seront totalement stables pour toute cette période, la hausse du taux d'intérêt intégré pour 2007 dans le modèle est un élément de robustesse que l'on doit noter, puisque cette hausse des taux d'intérêt est prévisible. De plus, comme on rehausse, pour 2007, les taux d'intérêts, cela a pour effet de rendre le modèle plus robuste pour la période de 2007-2014 étant donné que tous les taux de 2008 à 2014 ont été rehaussés par rapport à 2006. Ainsi, toute baisse de taux durant

cette période aura pour effet de réduire le rendement du capital et, toutes choses étant égales par ailleurs, de réduire la période d'élimination du compte de frais reportés.

D'autre part, s'il advenait une hausse du taux d'intérêt plus élevée que ce qui est prévu, quel serait l'effet? Nous croyons que plus le taux d'intérêt sera élevé, plus la croissance de la demande sera réduite, soit par une réduction de la nouvelle construction résidentielle ou encore par une récession économique si ce taux venait à atteindre des niveaux vertigineux. Ainsi, la hausse des coûts d'intérêt pourrait être partiellement réduite par une baisse de la demande d'électricité et des investissements, notamment les nouveaux branchements.

À titre indicatif, le taux d'intérêt a un effet d'environ 100 M\$ pour chaque variation de 1 % sur le rendement de la base de tarification. Sur des revenus d'environ 10 milliards, une hausse de 1 % du taux d'intérêt, toutes choses étant égales par ailleurs, représente un effet sur les tarifs de 1 % également. C'est donc dire que tout effet sur le taux d'intérêt, pris isolément, aura un effet à peu près identique sur la hausse tarifaire qui devrait être appliquée.

Lorsque l'on prend en considération les autres effets que cela peut entraîner, comme la réduction de la croissance de la demande, nous croyons que le modèle est réaliste, en lien avec la volonté de la Banque du Canada d'assurer une croissance économique ordonnée en contrôlant le taux d'inflation à des niveaux relativement bas. Il pourrait donc y avoir une hausse temporaire au cours des prochaines années si l'économie continue à croître au rythme actuel, mais nous ne croyons pas que la Banque du Canada décidera de laisser « flotter » le taux d'inflation, et, par incidence, le taux d'intérêt, comme ce fut le cas dans les années 70.

6.1.3. Croissance de la base de tarification

Le Distributeur propose, dans son modèle, une croissance de la base de tarification de 2,1 % en moyenne sur la période étudiée. Cependant, cette croissance de la base n'est pas linéaire et prend en considération le haut taux d'investissement actuel lié à la croissance des demandes de nouveaux branchements. En effet, la croissance de la base est de l'ordre de 5,8 % entre 2006 et 2007, de 4 % entre 2007 et 2008 et de près de 0 % entre 2013-2014.

Nous croyons que cette hypothèse a ses mérites. En effet, il est raisonnable de croire que la base de tarification sera plus fortement croissante au cours des prochaines années qu'à la fin du modèle. D'autre part, tout écart dans la croissance de la base de tarification qui se produirait à la fin du modèle aurait des effets d'importance beaucoup plus limitée qu'au début de celui-ci. Cet élément milite pour la robustesse du modèle. De plus, entre 2004 et 2006, période à très grands nombres de nouveaux branchements, la base tarifaire a cru de 8 319 M\$ à 8 793 M\$, soit une moyenne annuelle d'environ 2,9 %. Ce qui est très loin du 5,8 % proposé de 2006 à 2007.

D'autre part, le Distributeur propose d'étudier de manière plus approfondie ses besoins d'investissements pour les prochaines années, principalement pour la pérennité du réseau.

Nous croyons que celui-ci devrait, au cours de ce travail, chercher à limiter le plus possible ses investissements sans affecter la pérennité du réseau et la qualité du service, bien entendu. Nous sommes d'avis qu'un tel travail devrait l'amener à être plus efficient au niveau de ses investissements, ce qui devrait se répercuter sur sa capacité de limiter la croissance de la base de tarification dans les prochaines années.

Enfin, les comptes de frais reportés ont un effet important sur la base de tarification. La liquidation du compte de frais reportés BT sur la période aura un effet positif, alors que les comptes PGEÉ et autres auront un effet à la hausse. Cela nous amène à considérer que pour atteindre l'objectif du mécanisme d'étalement des tarifs, il faudra s'assurer notamment que le PGEÉ offre au minimum le rendement actuellement attendu et, idéalement, un rendement encore plus grand. À cet égard, la popularité des programmes est de bon augure pour réduire la croissance de la demande via cet outil. Il faudra cependant faire une gestion serrée des coûts de ces programmes dans les prochaines années si l'on ne veut pas affecter le modèle ou au mieux lui permettre d'être encore plus robuste.

6.1.4. Croissance de la demande et coût d'approvisionnement

Le Distributeur propose d'utiliser la croissance de la demande moyenne de ses prévisions de juin ou d'août 2005 pour toute la durée de l'exercice. Cet élément semble à première vue être l'élément le moins robuste du modèle. En effet, la preuve de M. Groleau, alors analyste pour l'AQCIE/CIFQ dans le dossier R-3550-2005, concluait que le scénario moyen devait être considéré comme un scénario de base.

Sans entrer plus avant dans le débat de la prévision de la demande, il nous semble très utile d'évaluer les effets qu'une demande plus grande pourrait avoir. Selon le Distributeur, dans le cas d'un scénario mi-fort, cela aurait pour incidence d'augmenter la période d'annulation du compte de frais reportés, dépassant l'année 2015. À cette date, il resterait toujours un montant de 2,3 MM \$ dans ce compte¹⁵. Cela est fait en prenant en considération que l'on conserve toujours la hausse tarifaire à un taux de 3 %. Cet élément nous semble préoccupant et nous croyons qu'il sera important de bien suivre l'évolution de la demande pendant la durée du modèle.

D'autre part, il y a le coût d'approvisionnement qui complète l'effet approvisionnement sur le modèle. Celui-ci nous semble plus robuste. En effet, au cours des prochaines années, particulièrement après 2007, la grande majorité des approvisionnements viendront de produits de long terme qui ont des prix connus par le Distributeur. À notre connaissance, seul le contrat TCE a un prix variable basé sur le prix du gaz naturel, alors que tous les autres contrats sont à coûts connus du Distributeur. Ainsi, le prix moyen réel du kWh devrait être relativement en lien avec les prix du modèle, dans la mesure où la dépendance envers le marché de court terme reste limitée. Nous considérons donc le modèle plutôt robuste sur cet élément.

¹⁵ HQD-14, document 1, page 34 de 63.

6.1.5. Conclusion sur le réalisme de la proposition

Il est toujours extrêmement difficile de faire une prévision à long terme. Celle-ci se réalise dans de très rares cas. Cependant, dans le cas qui nous préoccupe, nous croyons que plusieurs éléments sont de nature à rendre le modèle prévisionnel de cette proposition plutôt robuste, notamment la connaissance relativement pointue des coûts d'approvisionnement, un PGEÉ bien accueilli et offrant de bons résultats, une analyse plus approfondie des besoins d'investissements pour assurer la pérennité du réseau, une croissance de la base tarifaire raisonnable et logique et un taux d'intérêt haussé pour les années 2007 et suivantes.

Cependant, nous comprenons également qu'il y a beaucoup d'interrelation entre les différents éléments du modèle et qu'une croissance marquée d'une des hypothèses pourrait avoir un effet important sur l'objectif de liquider ce compte pour l'année tarifaire 2015.

C'est pourquoi nous croyons qu'un suivi devra être présenté par le Distributeur, chaque année, en reprenant les tableaux 14.1 et 14.2 en ajoutant, pour chaque année passée, les données réelles et pour les années à venir, une mise à jour des différentes hypothèses. Ainsi, nous pourrions juger si nous pourrions atteindre la cible visée et faire les ajustements nécessaires si jamais cela devait être requis. Ces ajustements, outre un changement du niveau des hausses tarifaires, pourraient être des modulations dans les investissements ou autres.

Bien qu'il ne s'agisse pas ici d'un mécanisme incitatif, ce modèle fait un tour complet et rapide de la situation du Distributeur et sera utile dans le futur pour réduire les besoins d'analyse de la situation du Distributeur et d'évaluer les demandes tarifaires. De plus, il s'inscrit bien, à notre avis, dans un processus de mise en place d'un mécanisme incitatif. Ce qui milite encore davantage en faveur de la mise en place du suivi.

Nous considérons donc que le modèle prévisionnel du Distributeur est suffisamment crédible pour être appliqué bien que nous soyons conscients de ses limites et de ses risques. Nous croyons cependant que ces risques peuvent être mitigés par un suivi annuel que la Régie devrait demander de produire dans les dossiers tarifaires pour toute la durée du mécanisme de nivellement tarifaire.

6.2. Principes tarifaires généralement reconnus

La mise en place d'un compte de frais reportés est une chose normale dans l'application de la réglementation économique. À ce titre, on peut donc conclure dès maintenant que ce principe est généralement reconnu. Cependant, la question plus précise à laquelle on doit répondre est de savoir s'il est acceptable de reporter une partie du revenu requis d'un distributeur d'électricité dans le temps via ce type d'outil comptable.

Nous croyons que cela est acceptable dans la mesure où cela se fait pour une raison qui aurait un effet sur les consommateurs et que cette raison est un phénomène temporaire.

Cela s'apparente alors à plusieurs rabais tarifaires qui ont été mis en place, tant chez HQD que chez Gaz Métro, pour certains clients qui sont affectés de manière importante par un changement tarifaire.

Dans le cas qui nous préoccupe, deux éléments auront des effets importants à un moment précis, soit en 2006 et 2007. Le premier est l'importance des coûts des approvisionnements post patrimoniaux pour ces deux années et l'autre est le fait des tarifs rétroactifs de transport des années 2005 et 2006 qui seront intégrés à une seule année, soit en 2007.

La question qui suit est de savoir s'il s'agit d'un phénomène temporaire. Dans le cas des tarifs rétroactifs de transport, la réponse est facile, puisque nous ne pourrions réintégrer de nouveaux coûts pour les années 2005 et 2006. Pour les années futures, nous soumettons à la Régie qu'il serait judicieux de ne pas se retrouver de nouveau à devoir imposer des tarifs rétroactifs. Cependant, si cela devait se reproduire, il n'y aurait aucun effet à long terme sur le modèle.

En effet, à supposer qu'il y aurait rétroaction en 2008 pour le tarif de transport de 2007, le résultat serait le suivant :

- en 2007 : réduction du revenu requis du montant de la rétroaction, ce qui aurait pour effet de réduire le manque à gagner reporté dans le compte du mécanisme de nivellement des tarifs du même montant;
- en 2008, augmentation supplémentaire du revenu requis du montant de la rétroaction, augmentant du même montant le déficit supplémentaire à intégrer au compte du mécanisme de nivellement des tarifs.

Bien qu'il pourrait y avoir des effets très limités au niveau de la rémunération du capital (les taux ne sont pas les mêmes pour le Transporteur que pour le Distributeur) qui serait appliquée sur le manque à gagner, la différence dans le modèle serait très limitée au terme du rapatriement du montant de la rétroaction.

Par incidence, le compte de frais reportés transport est, quant à nous, un phénomène temporaire.

En ce qui concerne les coûts d'approvisionnement, nous croyons également qu'il s'agit d'un phénomène temporaire. Un élément qui n'est pas temporaire est la croissance annuelle à long terme du coût moyen du kWh d'approvisionnement. On remarque, par contre, un coût élevé pour l'année 2006 (8,81 ¢/kWh) suivi d'une décroissance pour 2007 et 2008, la croissante revenant à 2 % par année pour les années suivantes, ramenant le coût à 8,61 ¢/kWh en 2014.

Prévision du coût moyen post patrimonial (¢/kWh)					
	2006	2007	2008	2009	2010
¢/kWh	8,81	7,78	7,65	7,89	7,92
	2011	2012	2013	2014	
¢/kWh	8,19	8,27	8,5	8,61	

Ce coût élevé de 2006 s'explique par la haute dépendance du Distributeur au marché de court terme pour l'année 2006. Or les coûts d'approvisionnement du marché de court

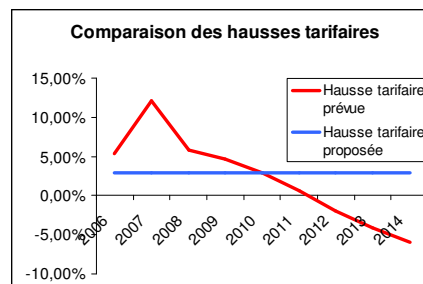
terme sont temporairement très élevés, découlant de la pression importante du coût du gaz naturel sur le prix de l'électricité transigée à court terme dans le Nord-Est américain. Ainsi, on retrouve même des coûts d'approvisionnement à plus de 13 ¢/kWh d'octobre 2005 à mars 2006¹⁶. D'autre part, à partir de 2006 et surtout en 2007, l'arrivée de l'électricité provenant du premier appel d'offres de long terme aura des effets importants sur le prix d'approvisionnement, ce qui se reflète par la réduction du coût moyen en 2007 et 2008, ce dernier étant estimé à 7,65 ¢/kWh. Cela découle en grande partie de l'arrivée de l'électricité en provenance de TCE et de HQP. Ce dernier offrira, à compter de 2007, de l'électricité post patrimoniale à 5,5 ¢/kWh pour 350 MW (3,1 TWh) et 7,5 ¢/kWh pour 250 MW (maximum d'environ 2,2 TWh). Ainsi, à moins d'une croissance de la demande plus forte que prévue, la dépendance du Distributeur envers les marchés de court terme sera de beaucoup inférieure à celle que l'on connaîtra en 2006 et 2007¹⁷.

C'est donc dire que le coût exceptionnel de 2006 et 2007 est en grande partie lié à la conjoncture actuelle, laquelle porte, entre autres, l'effet de la dernière saison des ouragans qui a été très néfaste pour la production de gaz naturel dans le golfe du Mexique. Comme cette dépendance au marché de court terme ne sera plus aussi importante dans le futur, nous concluons qu'il s'agit ici d'un phénomène temporaire.

Par conséquent, nous considérons que ce compte de frais reportés respecte les critères généralement reconnus en réglementation économique, notamment le fait d'étaler dans le temps des coûts importants non perpétuels.

6.3. Effet stabilisateur sur les tarifs

La proposition du Distributeur est de hausser les tarifs de 3 % par année au cours des huit prochaines années dans la mesure où la réalité ne s'éloigne pas trop du modèle prévisionnel. Par comparaison, les tarifs fluctueraient entre des maximums +12,19 % et -6,02 %. Le graphique ci-contre montre bien l'effet.



Par conséquent, nous croyons que ce mécanisme atteindrait adéquatement l'objectif visé, qui est de stabiliser les tarifs. D'autre part, s'il advenait des phénomènes qui changeraient de manière importante certaines données du modèle prévisionnel, nous pourrions ajuster les hausses futures sans pour autant reproduire le choc tarifaire qui serait vécu par les clients pour les années de 2006 à 2010.

L'effet stabilisateur souhaité est réel.

¹⁶ A/O 2005-02.

¹⁷ Pour davantage d'informations sur la dépendance prévue du Distributeur du marché de court terme, vous référer au dossier R-3550-2005.

6.4. Effet sur la concurrence

La Régie¹⁸, comme d'autres intervenants¹⁹, semblent préoccupés par le biais que cette proposition entraînerait sur la concurrence entre les formes d'énergie. Nous avons cru bon analyser cette situation en faisant des comparaisons entre les options offertes aux clients des différentes sources d'énergie.

Actuellement, les clients qui consomment de l'électricité le font via un tarif groupé. Celui-ci inclut donc tous les coûts, c'est-à-dire le prix de l'électricité, le coût du service de transport et le coût du service de distribution. Aucun client ne peut s'approvisionner autrement que via le Distributeur (ou un réseau municipal ou bien par la coopérative) pour toutes ces composantes.

Dans le cas du gaz naturel (franchise de Gaz Métro), les tarifs sont aujourd'hui dégroupés. Les services d'approvisionnement, de transport et d'entreposage peuvent être achetés par les clients, soit via le Distributeur, soit dans le marché. Ils peuvent également utiliser différentes stratégies pour limiter leurs risques, notamment via les marchés financiers. On retrouve alors plusieurs produits concernant le prix de la molécule, par exemple des swaps ou des colliers. De même, le marché des fournisseurs propose aujourd'hui différents produits, dont notamment une option à prix fixe pour le gaz naturel. Enfin, le gaz de réseau de Gaz Métro utilise lui aussi les dérivatifs financiers afin de réduire la volatilité de son prix.

Dans le cas du pétrole, on retrouve sensiblement les mêmes produits financiers que dans le cas du gaz naturel. On retrouve également pour certains clients qui se chauffent au mazout, des offres à prix fixe, notamment pour le secteur résidentiel. Il n'existe cependant pas d'équivalent au gaz de réseau dans ces marchés.

Ainsi, on note que le consommateur qui consomme du gaz naturel ou du pétrole pour son usage peut utiliser différentes stratégies pour contrôler ses prix de marchandise. Selon son aversion au risque ou sa prévision du marché, il aura le choix de se procurer des sécurités sur les marchés financiers ou via un fournisseur. Il pourra également préférer utiliser le prix de marché journalier s'il considère que cela est avantageux pour lui.

Or, dans le cas de l'électricité, les clients n'ont aucun choix. Le tarif groupé est pour toute demande d'électricité, les clients paient uniquement leur consommation à HQD. Ils ne peuvent recourir à aucun marché financier ou fournisseur pour obtenir des tarifs à prix fixe ou des swaps. Ainsi, ces clients sont totalement dépendants des décisions du Distributeur sur le prix de l'énergie. Dans le cas du gaz naturel, chaque client peut faire le choix entre dépendre du prix du Distributeur ou choisir un fournisseur ou un type de protection qui lui sied bien.

¹⁸ Voir R-3579-2005, HQD-14, document 1, page 27 de 63.

¹⁹ Voir R-3579-2004, HQD-14, document 9.

Il nous apparaît dès lors qu'il y a un désavantage important pour les consommateurs d'électricité et que cette dépendance totale envers le prix du Distributeur milite en faveur de mettre en place ce compte de frais reportés.

Comme l'ensemble des revenus reportés seront ultimement intégrés aux tarifs des consommateurs et que ceux-ci découlent en grande partie d'un phénomène temporaire de dépendance accrue envers les marchés de court terme et de tarifs rétroactifs de transport, nous croyons qu'à long terme, l'effet sur la concurrence sera peu ou pas présent.

Nous considérons donc que la proposition du Distributeur se compare en partie aux protections que les consommateurs peuvent trouver dans le marché pour les autres sources d'énergie et qu'à long terme, l'effet sur la concurrence sera de faible ampleur.

6.5. Conclusion sur le mécanisme d'étalement des tarifs

Nous croyons que le mécanisme d'étalement tarifaire répond à un phénomène temporaire de dépendance élevée du Distributeur au marché de court terme et de tarifs rétroactifs du Transporteur. Étant donné l'ampleur de la volatilité que subirait le tarif d'électricité sans la mise en place de ce mécanisme et de l'inaccessibilité des consommateurs aux marchés financiers ou autres pour gérer le risque de prix de l'électricité, nous considérons que la proposition du Distributeur est raisonnable et acceptable.

Nous pensons également que le modèle proposé par le Distributeur est relativement robuste. Certaines variables pourraient cependant avoir un effet important sur l'objectif de liquidation de ce compte en huit ans, mais nous croyons qu'un suivi sérieux permettra de réagir rapidement en cas de besoin.

Nous recommandons à la Régie de mettre en place le mécanisme d'étalement tarifaire tel que proposé par le Distributeur et de mettre en place un suivi annuel, tel que proposé précédemment.

7. TRAITEMENT DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

L'utilisation des comptes de frais reportés a pour objectif de permettre au Distributeur de recouvrer certains coûts sur une période de quelques années. Avec les propositions de cette année, notamment par le compte de nivellement de la température et le mécanisme d'étalement des revenus, le Distributeur aura des montants encore plus importants à rémunérer avant leur disposition. D'ailleurs, selon les données contenues au tableau 14.1 du Distributeur, on peut noter que les comptes de frais reportés BT, PGEÉ et Mécanisme d'étalement tarifaire auront un solde de plus de 1 milliard de dollars en 2007.

Nous croyons que ces comptes de frais reportés, contrairement à la demande du Distributeur, devraient être rémunérés au taux de la dette du Distributeur (soit au taux de

la dette intégrée d'Hydro-Québec) et non pas au taux de rémunération du capital de la base de tarification.

En effet, nous considérons que les comptes de frais reportés ne sont pas des actifs qui doivent être rémunérés de la même manière que des investissements qui ont pour objectif de produire du rendement. Ces comptes portent plutôt sur des écarts de coûts ou de revenus reportés dans le temps selon une méthodologie adoptée par la Régie, donc à notre point de vue sans risque pour le Distributeur. Par conséquent, nous considérons qu'il serait inapproprié de faire supporter un risque de rendement au Distributeur ou des coûts superflus de rendement pour les consommateurs.

Le taux du capital qui rémunère la base de tarification du Distributeur implique l'utilisation pondérée selon la structure du capital autorisée du taux de la dette et du taux de rendement du capital propre. Comme le compte de frais reportés est intégré à la base de tarification, celui-ci aura pour incidence d'augmenter ou de réduire le capital à rémunérer selon l'état de ce solde. Un solde positif augmenterait le capital à rémunérer alors qu'un solde négatif aurait pour incidence de réduire le capital à rémunérer.

La part de profit du Distributeur inclus dans la rémunération de la base tarifaire est donc affectée par l'évolution du compte de frais reportés, soit à la hausse ou à la baisse, le tout en relation avec le solde du compte de frais reportés. Nous croyons que le Distributeur ne devrait pas voir son profit être affecté ainsi. D'autre part, ce capital doit être rémunéré adéquatement afin de laisser le Distributeur indemne, ce que nous proposons en appliquant uniquement le taux de la dette du Distributeur plutôt que le taux du capital.

Nous proposons donc d'utiliser le taux de la dette pour rémunérer tous les comptes de frais reportés.

8. INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$ DE 2006

Au cours des dernières années, nous avons longuement questionné le Distributeur sur le niveau d'investissement proposé par celui-ci. Il nous semblait que la proposition du Distributeur était faite de manière relativement arbitraire ou, du moins, relativement mal étayée. Il était donc difficile d'évaluer le réel besoin de celui-ci. La Régie a reconnu ce fait, notamment dans la cause R-3541-2004, où elle n'acceptait pas la demande du Distributeur, limitant les investissements au montant autorisé de 2004, sauf pour le poste croissance de la demande. Comme nous l'avions soumis, la croissance importante année après année devenait de plus en plus dérangeante, surtout avec le peu d'explications qui étaient fournies.

Le Distributeur indique avoir pris bonne note de la décision de la Régie et propose cette année un montant 579,5 M\$²⁰, soit une hausse de 31,1 M\$ par rapport à celui autorisé en 2005, qui était de 548,4 M\$. Le montant alors demandé était de 579,2 M\$²¹. Pour mieux

²⁰ R-3579-2005, HQD-8, document 1, page 7 de 20.

²¹ R-3541-2004, HQD-9, document 1, page 5 de 24.

apprécier ces données, il faudrait ajuster le montant autorisé de 2005 afin d'y inclure l'effet à la hausse prévu des nouveaux branchements. Ce montant serait alors de 569,3 M\$ (268 M\$ - 247,1 M\$ + 548,4 M\$). Ainsi, le Distributeur propose, outre les nouveaux branchements, une hausse de 10,2 M\$ des investissements de moins de 10 M\$. Il indique que cette demande découle des investissements en sécurité qu'ils doivent accomplir (6,6 M\$) et d'un changement dans les critères d'imputations des heures des effectifs affectés à l'installation des compteurs (3,6 M\$)²².

Par conséquent, bien que nous soyons toujours très préoccupés par la croissance constante de ce poste, qui affecte directement la base de tarification et automatiquement la demande tarifaire, nous croyons que la proposition du Distributeur est satisfaisante du fait que le montant pour les trois composantes, autres que la croissance de la demande, reste inchangé par rapport à la décision de la Régie de l'année dernière, à l'exception des 10,2 M\$ motivés. À cet égard, nous comprenons la tâche du Distributeur sur la sécurité qui découle des faits exposés au grand public au cours de l'hiver dernier à Radio-Canada. Quant aux 3,6 M\$, nous ne voyons pas d'inconvénient à la modification.

Cela se veut acceptable dans la mesure où le Distributeur expose ce qui suit :

« Pour mieux répondre aux préoccupations de la Régie, le Distributeur a entrepris de revoir toutes les hypothèses et justifications touchant la croissance des investissements visant la pérennité du réseau de distribution. Il prévoit être en mesure de faire la démonstration de ses besoins en maintien des actifs liés au réseau de distribution dans le cadre du prochain dossier tarifaire.²³ »

Nous serons donc à l'affût de cette preuve l'an prochain. En attendant, nous considérons que la Régie peut accepter la proposition d'investissement des projets inférieurs à 10 M\$, tel que présentée par le Distributeur.

9. SALAIRES

Cette année encore, le Distributeur propose une hausse de la masse salariale. Celle-ci aurait une croissance de l'ordre de 6,9 % entre 2004 et 2006, passant de 636,6 M\$ en 2004 à 727,9 M\$ en 2006. Entre 2005 et 2006, l'écart est de plus de deux fois l'inflation, soit de 4,1 %, la masse salariale étant de 698,7 M\$ en 2005.

Après les différentes analyses effectuées par le passé sur la masse salariale du Distributeur, nous restons convaincus qu'il y a encore place à réduction de cette dernière. Cependant, dans le contexte réglementaire actuel, nous n'avons pas trouvé de moyen logique de proposer une évolution différente sauf en utilisant l'arbitraire. Ainsi, par exemple, si nous utilisions le taux d'inflation, la masse salariale proposée de 2006 serait de 712,7 M\$.

Nous ne voulons pas effectuer de micro gestion sur les salaires, mais il nous semble que la Régie devrait signaler son inconfort face à la croissance continue de ce poste. Dans un

²² R-3579-2005, HQD-8, document 1, pages 7 et 8 de 20.

²³ R-3579-2005, HQD-8, document 1, page 4 de 20.

environnement réglementé par un coût de service, tel que nous le pratiquons actuellement avec HQD, la théorie indique que le régulé a peu d'intérêt à réduire ses coûts, à faire des coupures dans son personnel ou à mener des luttes face à ses syndicats, puisque tous les coûts sont refilés aux consommateurs via ses tarifs.

Or, la situation est bien différente pour les entreprises qui vivent des moments difficiles et qui sont dans le libre marché, par exemple les entreprises qui oeuvrent dans les pâtes et papiers. Celles-ci auront des périodes de remise à niveau, notamment lorsque leurs coûts sont croissants et que les prix ne vont pas à la même vitesse ou dans le même sens. On assiste alors à des plans de restructuration de l'entreprise, on revoit les façons de faire et, lorsque nécessaire, on fait des mises à pied. Le Distributeur n'a jamais, depuis la mise en place de la Régie, fait un travail de cette nature. De plus, à chaque année, sa masse salariale croît toujours en fonction d'éléments hors de son contrôle comme les ententes syndicales ou les coûts de retraite.

Un mécanisme incitatif normal mettrait une formule du type croissance de l'inflation moins un facteur X de productivité pour recréer ce phénomène de gestion efficace qui ne se retrouve pas dans le cas d'une réglementation au coût de service. Dans le contexte actuel, une proposition serait de limiter cette hausse au taux de l'inflation. Nous croyons cependant que certains phénomènes amenés par le Distributeur sont difficilement compressibles à court terme, notamment les coûts de retraite.

Pour cette année, nous croyons que la proposition du Distributeur est raisonnable.

Enfin, afin de pouvoir agir efficacement sur la masse salariale avec rigueur dans le futur, nous croyons qu'il y aurait lieu de mettre en place le mécanisme incitatif du Distributeur le plus rapidement possible. S'il advenait que ce mécanisme ne puisse se matérialiser avant l'année tarifaire 2008-2009, soit dans deux ans, nous suggérons à la Régie de recourir à un mécanisme partiel qui s'appliquerait uniquement sur les dépenses d'exploitation dès l'an prochain.

10. AUTRES CHARGES DIRECTES

À ce département, le Distributeur propose une provision de 5,6 M\$ pour aléas d'exploitation. Ces aléas étaient de 8 M\$ en 2005. Le Distributeur explique son besoin d'intégrer à son revenu requis cette provision puisqu'il s'agirait de phénomènes récurrents, telles une panne locale ou régionale importante ou la mauvaise créance d'un client grande entreprise. De plus, le Distributeur affirme que cette provision est raisonnable puisqu'elle se situe en deçà du seuil de 1,5 % des dépenses d'exploitation²⁴.

La question que l'on doit se poser à cet égard est de savoir si ces coûts seront réellement encourus au cours de l'année et, s'ils le sont, s'ils font partie du risque d'affaires du Distributeur ou si ce dernier doit être protégé contre de tels coûts.

²⁴ R-3579-2005, HQD-7, document 5, pages 4 et 5 de 5.

La proposition du Distributeur lui confère une protection partielle contre ces montants. En effet, si les coûts réels sont inférieurs, il aurait droit, toutes choses étant égales par ailleurs, à un profit supplémentaire. Au contraire, si les coûts sont plus grands, il ferait alors face à une réduction de son profit. Les consommateurs risquent alors de payer un surcoût ou d'avoir des tarifs inférieurs à ceux qui auraient permis au Distributeur d'atteindre son revenu requis.

Dans ce cas-ci, nous ne pouvons apprécier la nature des coûts puisque nous ne savons pas ce qui arrivera au cours de l'année. Y aura-t-il ou non une panne régionale majeure ou une mauvaise créance d'un client grande entreprise? Ainsi, à la base, ces coûts ne sont pas nécessaires pour rendre le service, mais découlent des risques encourus par un distributeur d'électricité.

Ainsi, on peut considérer que la proposition du Distributeur équivaut à la prise d'une assurance contre des aléas de son exploitation. Étant donné que le Distributeur considère qu'il doit se protéger sur ces éléments, et pour enlever toute part d'arbitraire dans la décision de la Régie sur la reconnaissance d'un coût non vérifiable avant les faits, s'ils ont lieu, nous croyons que la mise en place d'un compte de frais reportés sur cet élément serait une solution plus raisonnable que celle proposée par le Distributeur.

Ainsi, ce compte qui accumulerait tout écart positif ou négatif de ces aléas, assurerait que les consommateurs ne paieraient pas plus que ce qu'ils sont supposés payer. De même, le Distributeur se retrouve protégé contre ces aléas qu'il qualifie de récurrents.

Nous proposons donc d'accepter le montant de 5,6 M\$ proposé par le Distributeur pour aléas d'exploitation, dans la mesure où un compte de frais reportés qui se composera de tout écart soit mis en place. La disposition de ce compte serait traitée ultérieurement dans la prochaine cause tarifaire où il y aura un solde. En cas contraire, nous croyons que la Régie doit refuser cette provision et faire supporter le risque d'affaires sur le Distributeur et non sur les consommateurs.

11. MÉCANISME INCITATIF, TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DE LA DETTE

Le Distributeur propose de mettre à jour le taux de rendement et le coût de la dette, sans modifier les paramètres décidés par la Régie dans des décisions antérieures. Cependant, celui-ci semble vouloir proposer la mise en place de ce dossier à la suite du présent dossier tarifaire²⁵. La mise en place d'un mécanisme incitatif suivrait normalement son cours sur les éléments financiers.

À notre avis, la proposition du Distributeur est logique. Les décisions de cette année permettront de terminer la mise en place du cadre réglementaire nécessaire au Distributeur pour agir dans son nouvel environnement, notamment via les comptes de normalisation de

²⁵ R-3579-2005, HQD-14, document 3, page 5 de 70.

la température. Ainsi, la revue pour plusieurs années du risque d'affaires du Distributeur pourra être faite avec davantage de précision. À cet égard, le nouveau dossier tarifaire du Transporteur démontre également que l'on pourra revoir son cadre financier en même temps que celui du Distributeur.

Bien que nous ne partagions pas l'avis du Distributeur sur les éléments pouvant modifier le coût de la dette, celui-ci indiquant que seul l'élément taux de change aura un effet²⁶, nous croyons que cette revue devrait se faire en même temps que la revue du taux de rendement, puisque ce sujet requerra des experts du même domaine, soit celui de la finance. De ce fait, nous pourrions traiter tous les sujets financiers dans un seul et même dossier, et cela tant pour le Distributeur que pour le Transporteur.

Cependant, étant donné l'ampleur que prendrait un pareil dossier, nous croyons que la Régie devrait permettre un échéancier plus long afin de permettre aux intervenants de pouvoir accomplir adéquatement leur travail, particulièrement au moment de la production de la preuve.

Nous croyons également que le mécanisme incitatif pourra suivre la revue du cadre financier et souhaitons sa mise en place pour l'année 2008-2009. D'ailleurs, les informations soumises dans le modèle de prévision pour le mécanisme d'étalement des revenus seront des éléments d'analyse intéressants pour débiter la réflexion sur ce mécanisme.

12. CONCLUSION

Nous sommes d'avis que l'ensemble de nos propositions permettra à la Régie d'établir un meilleur équilibre entre le désir du Distributeur de se protéger de plusieurs éléments de son risque d'affaires et l'intérêt des consommateurs.

Nous soumettons que la Régie devrait accepter le mécanisme d'étalement des tarifs, tel que proposé par le Distributeur, afin d'éviter des chocs tarifaires importants au cours des trois prochaines années, découlant des causes temporaires que sont la dépendance accrue au marché de court terme et les tarifs rétroactifs de transport.

²⁶ R-3579-2005, HQD-14, document 3, page 5 de 70.