

SOMMAIRE EXÉCUTIF

CONTEXTE

Le 16 juin 2000, le législateur a introduit d'importants changements à la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) au niveau de la tarification de l'électricité. Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) est maintenant considéré, aux fins de la tarification de l'électricité, comme étant distinct d'Hydro-Québec. La Loi prévoit que le Distributeur est en droit de faire fixer ses tarifs de façon à pouvoir récupérer ses coûts incluant un rendement raisonnable sur les actifs servant à la prestation des services de distribution (la base de tarification du Distributeur). Selon la Loi, la rémunération des actifs du Distributeur est indépendante et dissociée de la rémunération des autres actifs d'Hydro-Québec, notamment ceux reliés à **la production d'électricité qui n'est plus assujettie à la réglementation par la Régie depuis le 16 juin 2000**. La Loi reflète également le « pacte social » : elle fixe les coûts de la fourniture de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs, impose des règles spécifiques dont la Régie doit tenir compte pour ajuster ces coûts et prévoit que les tarifs d'électricité ne pourront être modifiés afin d'atténuer l'interfinancement, confirmant ainsi l'avantage dont bénéficient principalement les consommateurs résidentiels au Québec. De plus, les tarifs d'électricité sont gelés par décret gouvernemental jusqu'au 30 avril 2004.

Dans ce contexte, le Distributeur présente la Phase 1 de sa demande visant l'établissement des principes qui s'appliqueront lors de l'ajustement de ses tarifs à l'issue du gel tarifaire, le 1^{er} mai 2004. En Phase 2, le Distributeur présentera une demande spécifique d'ajustement tarifaire basée sur les principes et balises établis par la Régie.

DÉCISION

La Régie a réparti en quatre thèmes le traitement de la demande :

- (1) Principes réglementaires;
- (2) Structure et coût du capital;
- (3) Coût de service, revenu requis et conventions comptables;
- (4) Répartition des coûts et interfinancement.

THÈME 1 : PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

La Régie approuve le principe de l'**année témoin projetée**, principe déjà appliqué à Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et aux distributeurs de gaz naturel. La Régie accepte le principe d'une **année tarifaire** débutant au 1^{er} avril. Le Distributeur demandait que son année témoin et son année tarifaire coïncident. Cependant, comme le Distributeur opère sur la base de l'année financière d'Hydro-Québec débutant le 1^{er} janvier et vu les difficultés de concilier des données projetées basées sur l'année tarifaire du Distributeur avec celles de l'année financière d'Hydro-Québec, la Régie fixe l'année témoin du Distributeur du 1^{er} janvier au 31 décembre et demande au Distributeur de préparer ses données pour la Phase 2 sur cette base. Pour l'année tarifaire 2004, par exception et le cas échéant, les tarifs seraient ajustés au 1^{er} mai 2004, vu le gel tarifaire applicable jusqu'au 30 avril 2004.

Le Distributeur demande des **transferts de coûts** ou « *pass-on* » et la création de comptes de frais reportés pour les variations de certains coûts (fourniture d'électricité, transport d'électricité et faits du prince) non prévues lors de l'établissement des tarifs et leur inclusion ultérieure à son coût de service. La Régie accepte ce traitement pour les coûts additionnels de **fourniture d'électricité**. Par contre, la Régie refuse ce traitement pour tout écart entre les revenus réels du Distributeur et les montants payés au fournisseur d'électricité patrimoniale (Hydro-Québec Production) lorsque ceux-ci sont calculés à partir du coût moyen de 2,79 ¢/kWh. La Régie accepte ce traitement pour les coûts de **transport**, lesquels sont fixés par la Régie.

Toutefois, la Régie rejette ce traitement pour les coûts imputables aux **faits du prince**. La Régie estime que les montants visés dans ce cas et qui seraient imprévisibles pour le Distributeur au moment du dépôt d'un dossier tarifaire sont relativement peu élevés. Par ailleurs, le contexte propre au Distributeur d'électricité diffère de celui qui prévalait lorsque ce principe a été appliqué aux distributeurs de gaz naturel.

Le Distributeur présente une liste d'**activités non réglementées** (non incluses à son coût de service). Il dépose aussi une liste d'activités reliées à des services rendus à Hydro-Québec Distribution par d'autres unités d'Hydro-Québec. Selon le Distributeur, ces dernières activités ne sont pas réglementées au sens habituel, faisant plutôt l'objet d'une réglementation basée sur les prix, c'est-à-dire que la Régie vérifierait seulement la pertinence et le caractère raisonnable des prix facturés par les unités d'Hydro-Québec sans scruter les coûts comme elle le fait normalement.

La Régie réitère qu'elle réglemente Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité et ce, indépendamment de l'organisation administrative interne d'Hydro-Québec. La Régie n'accepte pas le principe voulant que certaines unités d'Hydro-Québec, tel le centre de services partagés (CSP), soient réglementées sur la base des prix. La Régie a déjà accepté le principe voulant que la **facturation interne entre unités d'Hydro-Québec soit établie sur la base du coût complet**. Le même principe doit s'appliquer au présent dossier.

Les prix du CSP sont censés refléter ce coût complet et, dans la mesure où le Distributeur demande de les inclure à son coût de service et de les récupérer dans ses tarifs, la Régie a pleine juridiction pour analyser ces coûts, leur nécessité et leur caractère raisonnable. La Régie considère le dossier incomplet à cet égard et demande certaines précisions en Phase 2.

THÈME 2 : STRUCTURE ET COÛT DU CAPITAL

La Régie approuve une **structure du capital présumée** pour le Distributeur comme elle l'a fait pour le Transporteur. À la lumière des expertises, il ressort que le risque d'affaires du Distributeur est inférieur à celui d'entreprises comparables autant dans le domaine de l'électricité que du gaz naturel. Ce risque est cependant supérieur à celui du Transporteur. La Régie estime donc raisonnable une structure du capital présumée constituée de **35 % de capitaux propres et 65 % de capitaux empruntés**.

La Régie accepte, à cette étape-ci, comme estimateur du **coût présumé de la dette** du Distributeur, le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec.

Quant au **taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur**, la Régie le fixe à **9,40 %** pour l'année 2002. Considérant un coût de la dette présumée de **9,24 %**, la Régie établit à **9,30 %** le **rendement sur la base de tarification** du Distributeur.

THÈME 3 : COÛT DE SERVICE, REVENU REQUIS ET CONVENTIONS COMPTABLES

La Régie accepte d'une façon générale les conventions comptables proposées par le Distributeur. Le Distributeur demande à la Régie de déterminer les montants globaux des dépenses nécessaires à la prestation de ses services et l'approbation de ses **revenus requis** pour l'année témoin **2002-2003**. À cet égard, il présente différentes charges relatives à l'achat d'électricité et de services de transport et à la distribution d'électricité. La Régie réserve sa décision à cet égard puisque la Phase 1 n'a pas pour but d'établir des tarifs pour

l'année témoin 2002-2003. La Régie se prononcera en Phase 2 à cet égard. La Régie donne cependant certaines balises au Distributeur en regard de ces charges. Quant aux **coûts de fourniture d'électricité**, la Régie tiendra compte, dans l'établissement du coût de service, des coûts résultant du produit des volumes de chaque catégorie de consommateurs par les coûts de fourniture alloués en vertu de la Loi à chaque catégorie de consommateurs. Au niveau des achats de **services de transport**, les coûts proposés pour l'année témoin projetée 2002-2003 sont de 2 312,6 M \$ et reflètent la décision D-2002-95 fixant les tarifs du Transporteur. Les **charges brutes directes** représentent quelque 800 M \$ en 2002-2003 dont 500 M \$ en charge de main-d'œuvre.

La Régie demande au Distributeur de produire pour la Phase 2 un **plan de balisage** accompagné d'un calendrier de réalisation. Quant aux **charges de services partagés** (397,5 M \$ pour 2002-2003), la Régie constate que les fournisseurs internes de services (par exemple, le CSP) bénéficient d'une clause de monopole et qu'il est difficile d'évaluer la compétitivité du prix de ces services. Elle demande donc au Distributeur des informations additionnelles sur le coût complet pour la Phase 2 ainsi que sur les produits et services et autres paramètres d'importance reliés aux charges de services partagés, sur le balisage disponible en regard des prix des produits et services offerts par les fournisseurs internes.

Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître comme prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, les immobilisations mises en exploitation au cours de l'année 2002 et, lorsqu'elles seront autorisées, celles mises en exploitation à compter du 1^{er} janvier jusqu'au 31 mars 2003. Le Distributeur demande aussi d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2002-2003 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi. En application de l'article 164.1 de la Loi, la Régie établit **la base de tarification** du Distributeur au 31 décembre 2001. Pour ce qui est des **additions subséquentes** à la base de tarification, la Régie ne les approuve pas pour le moment, le Distributeur devant fournir des détails à cet égard en Phase 2. La Régie demande également au Distributeur de lui fournir les projections pour qu'elle puisse avoir une vue d'ensemble de l'**impact tarifaire** des additions à la base de tarification sur une période de 5 ans.

THÈME 4 : RÉPARTITION DES COÛTS ET INTERFINANCEMENT

La Régie accepte globalement comme étant conformes aux règles de l'art, la **méthodologie** proposée par le Distributeur ainsi que les fonctions auxquelles les coûts sont rattachés. La Régie précise que l'allocation des coûts doit refléter un niveau de précision suffisant et que les méthodes utilisées doivent être transparentes, faciles à comparer et assurer une certaine pérennité. La Régie demande au Distributeur d'affiner ses méthodes d'allocation au fur et à mesure que les données de base deviennent disponibles.

La **répartition du coût de fourniture pour l'électricité patrimoniale** est faite conformément à la Loi et à sa décision D-2002-221. Quant à l'**allocation des coûts de transport**, la Régie estime qu'elle n'est pas liée par la méthodologie d'allocation utilisée par le Transporteur. Ce dernier doit d'ailleurs déposer l'étude d'allocation requise par la décision D-2002-95. Entre-temps, la Régie accepte la proposition du Distributeur de répartir les coûts du transport en totalité à la puissance et selon la méthode basée sur la pointe coïncidente (1-PC).

Sur un plan plus technique, la Régie demande au Distributeur de parfaire la **répartition des coûts pour certaines sous-fonctions** reliées aux branchements, au réseau en basse et moyenne tension et à la gestion des abonnements. La Régie demande au Distributeur de soumettre en Phase 2 une méthode alternative reflétant davantage les liens de causalité pour répartir les coûts entre la basse et la moyenne tension. La Régie accepte la méthode de réseau de taille minimale pour répartir les coûts du réseau de distribution entre les composantes « Puissance » et « Abonnement ». La Régie demande néanmoins au Distributeur de prendre en compte une puissance de 1 kW par abonné sur son **réseau de taille minimale** dans le classement des coûts du Distributeur entre les composantes « Puissance » et « Abonnement ». Pour les coûts associés à la composante « Abonnement », la Régie demande également au Distributeur de revoir la répartition de certains coûts pour la Phase 2.

Quant à l'application 4^e alinéa de l'article 52.1 de la Loi voulant que les tarifs d'électricité ne puissent être modifiés afin d'atténuer l'**interfinancement**, la Régie a reçu plusieurs propositions du Distributeur et des intervenants. La Régie retient que cette disposition doit s'interpréter avec l'ensemble des autres dispositions de la Loi de façon à s'harmoniser avec l'esprit de la Loi, l'objet de la Loi et l'intention du législateur.

Pour ne pas atténuer l'interfinancement, il faut établir une balise objective reflétant le niveau d'interfinancement à un moment donné, laquelle balise permettra de suivre l'évaluation du niveau d'interfinancement dans le temps. La Régie adopte la mesure de

l'interfinancement par le moyen d'un ratio revenu/coût (indice HQD) fondé sur les résultats normalisés de 2002, année se rapprochant de la date d'entrée en vigueur de la Loi et pour laquelle les données appropriées peuvent être colligées. La Régie note d'ailleurs que l'interfinancement n'a changé que légèrement entre 2000 et 2002. L'indice HQD permet de tenir compte de la situation d'insuffisance de rendement dont fait mention le Distributeur. Finalement, la Régie donne instruction au Distributeur d'inclure les contrats spéciaux et les tarifs de gestion de la consommation et secours dans la présentation de l'analyse de l'interfinancement en Phase 2 du dossier.