

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3740-2010

HYDRO-QUÉBEC,

Demanderesse

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3740-2010
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 17 décembre 2010
Pièces n°: B-52 =

DEMANDE TARIFAIRE 2011-2012

PLAN D'ARGUMENTATION

"Much ado about nothing"
Shakespeare

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3740-2010
PIÈCE NO: B-52
Date: 17 décembre 2010

1. CONTEXTE

Le maintien des tarifs.

Le Distributeur considère qu'il serait inopportun d'envoyer aux clients un signal à l'effet que les prix sont à la baisse dans le contexte actuel caractérisé par :

- Des objectifs ambitieux d'économies d'énergie. Le Distributeur doit utiliser tous les leviers à sa disposition et la tarification fait partie de ceux-là.
- Des hausses tarifaires prévues pour les prochaines années (au Plan stratégique 2009-2013 des hausses de l'ordre de 2,5 % par année en 2012 et en 2013 et une croissance des prix de l'électricité patrimoniale à compte de 2014).

2. LE COMPTE DE NIVELLEMENT

Un aléa climatique exceptionnel justifiant le versement de 33,2 M\$ aux revenus requis de l'année témoin 2011, ce qui correspond à l'excédent de 100 M\$ de l'écart de revenus pour aléas climatiques constaté pour la période de janvier à avril 2010 (HQD-8, document 7, pages 12 et 13).

Une situation jamais observée par le Distributeur depuis qu'il fait le suivi des aléas climatiques (1971).

Un solde qui s'établissait à la fin novembre à plus de 137 M\$ (réponse à l'engagement 16, HQD-15, document 14).

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTICITÉ

3.1 Prévision de la demande

Le Distributeur utilise une méthodologie conforme aux meilleures pratiques dans le domaine.

La méthodologie a été maintes fois présentée et reconnue par la Régie.

La prévision de la demande est un processus en amélioration continue où le Distributeur procède à une mise à jour systématique des paramètres du modèle (calibrage).

Témoignage Y. Nadeau, NS, 7 décembre 2010, pp. 181-188.

On constate des écarts dans la prévision au secteur résidentiel, mais il n'y a pas de biais statistiquement significatif.

3.2 Approvisionnement

La décision de ne pas différer.

L'atteinte d'un niveau maximum de surplus avec un solde estimé à un peu plus de 26 TWh en 2027.

Une décision qui s'inscrit dans le cadre de la gestion des Conventions d'énergie différée.

Une stratégie conforme à la finalité des conventions d'énergie différées.

D-2008-076, p.6

La Régie prend acte des propos du Distributeur en audience selon lesquels il peut revendre de l'énergie autant pendant la période où les livraisons sont reportées (2008-2011) que pendant la période de retour des livraisons (2012-2020), et ce, en autant que les reports

n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois.

La Régie considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements. Elle l'est également pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020. (Nous soulignons. Notes de bas de page omises)

Procéder à des ventes sur le marché ou à une transaction financière ?

Cette transaction permet d'éviter tous les frais associés à la revente sur le marché, en l'occurrence les frais de transport, de courtage, de transit sur le NYISO et les pertes, évalués à environ 11 \$/MWh.

La transaction qui procure un gain d'environ 22 M\$ par rapport à un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme.

Un produit unique offrant une flexibilité.

Une stratégie conforme au cadre juridique

- articles 74.1 et 74.2 LRÉ

- décision D-2020-109

[41] Ces dispositions de la Loi ne visent pas la revente de surplus d'électricité. Cela relève de l'optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur et donc de sa gestion. Ainsi, ce dernier doit prendre les moyens de minimiser ses coûts d'approvisionnement. (notes de bas de page omises)

4. EFFICIENCE ET COÛT DE DISTRIBUTION ET DU SERVICE À LA CLIENTÈLE

4.1 La formule paramétrique

Le modèle paramétrique est un modèle relativement récent qui a été proposé en 2007 pour application à l'année témoin projetée 2008.

La formule proposée est simple d'application et s'inspire du modèle de la réglementation incitative.

Il s'agit d'un modèle complet et cohérent qui intègre à la fois la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements et les gains d'efficacité découlant des actions de gestion courante.

C'est un modèle qui doit être évalué de façon globale puisque la modification d'un paramètre peut amener la modification d'autres paramètres.

Le modèle permet d'établir un montant de charges approprié compte tenu des obligations et activités du Distributeur.

Un modèle robuste.

Dans les faits, depuis 2008, le Distributeur a dépensé 16 M\$ de plus que le montant de charges d'exploitation déterminés par le modèle.

Témoignage M. Stéphane Verret, NS 9 décembre 2010, pp. 128-130.

4.2 Les éléments spécifiques

En réponse à la décision D-2010-022 : une clarification des critères et une réduction du nombre d'éléments spécifiques.

4.3 Le coût de retraite

La Régie a déjà refusé un compte de frais reportés.

D-2009-016, p. 56

Les variations positives ou négatives des prévisions budgétaires du Distributeur relatives au coût de retraite font partie des aléas et risques du Distributeur.

Une mise en place dès 2010 constituerait une forme de réglementation rétroactive et définitivement un appel déguisé de la décision D-2009-117.

Une variabilité évidente.

Le compte de frais reportés est un mécanisme exceptionnel pour ce type de coût.

Les exceptions sont peu nombreuses et récentes.

Transfert de risque vers la clientèle.

Va à l'encontre du contexte IFRS qui tend vers une non-reconnaissance des actifs et passifs réglementaires.

Préférence pour la mise à jour du coût de retraite.

Il s'agit d'un enjeu qui concerne les deux divisions réglementées d'Hydro-Québec et qui nécessite une réflexion supplémentaire.

4.4 La Loi 100

Éléments du dossier affectés par la loi :

- Masse salariale : Indexation de 0,5% des salaires de base et diminution de 30% de la rémunération incitative selon la performance du personnel-cadre (HQD-7, document 3) ;
- Frais corporatifs : une réduction de 10 % des dépenses de fonctionnement de nature administrative par rapport aux dépenses de même nature engagées en 2009, ce qui représente une baisse de plus de 10 M\$ pour Hydro-Québec. À la lumière des dispositions de la loi et selon ses caractéristiques propres, les dépenses de nature administrative d'Hydro-Québec correspondent aux frais corporatifs. Hydro-Québec a donc réduit ses frais corporatifs de 5 M\$ en 2010 et de 4 M\$ en 2011 (HQD-7, document 10).

Discrétion du gouvernement quant à l'interprétation et l'application des politiques de réduction d'Hydro-Québec, lesquelles doivent tenir compte de ses caractéristiques.

15. Le conseil d'administration d'une société d'État doit adopter une politique visant, compte tenu des caractéristiques de cette société, la réduction des dépenses prévue par les premiers et deuxième alinéas de l'article 11.

16. Les politiques visées aux articles 14 et 15 doivent être soumises au gouvernement avant le 30 septembre 2010, qui peut les approuver avec ou sans modification. À défaut par un organisme ou une société d'État de soumettre sa politique avant cette date, le gouvernement peut décréter la politique qui lui est applicable.

Témoignage de M. Marcel Boyer, NS, 9 décembre 2010, pp. 118-119.

4.5 Les indicateurs de qualité du service

Le DMR est le seul indicateur utilisé par le Distributeur pour sa clientèle de masse et il ne croit utile de conserver le CST qu'il n'utilise plus.

Le regroupement de la clientèle commerciale et résidentielle est justifié puisqu'ils partagent le même service et la même cible.

4.6 La persistante demande d'un indicateur environnemental

Un indicateur doit être utile à l'exercice de fixation des tarifs

D-2006-34, p. 33

Bien que cette avenue puisse être explorée éventuellement, la Régie ne retient pas la proposition du GRAME et du RNCREQ, car aucune preuve concrète et étoffée n'a été déposée dans le présent dossier quant aux impacts et aux bénéfices de l'adoption d'indicateurs d'écoefficiente pour mesurer la performance du Distributeur à cet égard.

Aucune preuve probante concernant la nécessité de tels indicateurs.

Proposition désincarnée de GRAME/SÉ/AQLPA.

5. LE PGEÉ

5.1 Les nouveaux programmes du marché affaire

Les obligations du Distributeur à l'égard de la cible.

D-2009-046

[22] Selon la Régie, le nouveau cadre juridique a comme objectif l'atteinte des cibles fixées par le gouvernement et l'AEÉ se voit attribuer un rôle de leadership en vue de l'atteinte de ces dernières. À l'instar du gouvernement dans la Stratégie énergétique, la Régie reconnaît l'expérience des distributeurs d'électricité et de gaz naturel en matière d'efficacité énergétique. Elle reconnaît également leur rôle unique auprès de leurs clientèles respectives et opte donc pour la continuité à cet égard. (nous soulignons)

L'*Approche clés en main* offre l'installation de mesures d'efficacité énergétique chez les petits clients commerciaux, le tout sans frais pour le client.

Seul ce type d'approche est susceptible de donner des résultats auprès de cette clientèle.

Demander une contribution des clients risque d'entraîner une baisse substantielle de la participation au programme.

Les programmes OIEÉB et OIEÉSI offrent plusieurs volets, dont un prévoyant le soutien de mesures de devancement.

Une aide plus importante doit être offerte au client dans le cas d'un devancement.

Toutefois, le Distributeur n'a pas d'alternative permettant d'atteindre les ambitieux objectifs d'économies d'énergie qui lui sont imposées.

Malgré tout, le test du coût total en ressources (TCTR) est positif, ce qui démontre que les programmes du PGEÉ demeurent rentables pour la société. En principe, ce test est le seul qui soit décisif (en sus du test du participant, bien entendu).

En ce qui concerne la gestion de risque, les réponses complémentaires à la DDR n° 2 de la Régie démontrent que le Distributeur a pris les mesures nécessaires à cet égard.

5.2 Le traitement réglementaire du programme Clé en main

Le PGEÉ fait l'objet d'approbations budgétaires sous l'article 49 de la LRE (D-2003-110).

Dans le présent dossier, le Distributeur se présente pour faire approuver le budget 2011.

La flexibilité et les mesures de gestion du risque permettront les ajustements pour l'avenir.

Dans le dossier R-3708-2009, le Distributeur a par ailleurs fait approuver un budget de 11 M\$ pour la réalisation des travaux de développement et l'exploitation 2010 du programme.

Le Distributeur a organisé une rencontre administrative le 17 mai 2010, lors de laquelle le Distributeur a présenté le mode de livraison de l'*Approche clés en main* ainsi que les objectifs d'économies d'énergie, le

nombre d'installations prévues pour la durée du programme, soit 5 ans (2010 à 2014) et l'aide financière prévue (100 % du coût d'achat et d'installation des mesures).

5.3 Les contrats spéciaux et l'accès aux programmes

Contrairement aux clients assujettis aux Tarifs et conditions du Distributeur, les clients titulaires d'un contrat spécial ont généralement une consommation correspondant au maximum que leur permettent leurs contrats, qu'il y ait eu ou non implantation de mesures d'économie d'énergie.

Par ailleurs, le plus récent décret émis par le gouvernement visant un contrat spécial (1122-2008 – ALCOA) traduit la volonté du gouvernement d'assujettir les bénéficiaires de contrats spéciaux à des obligations relatives à l'efficacité énergétique, sans égard à l'existence ou non d'aide financière à cet effet.

Selon la méthode de répartition des coûts applicables aux contrats spéciaux, les coûts du PGEÉ sont alloués de façon spécifique à chaque catégorie tarifaire. C'est donc l'actionnaire qui assume le coût des programmes des contrats spéciaux.

6. TARIFICATION

6.1 La bi-énergie

Il n'est pas nécessaire de lancer un programme commercial dans un contexte où il est démontré que le taux d'opportunité s'élèverait à 80 %.

La bi-énergie n'est pas une solution alternative équivalente à l'ajout d'un groupe électrogène pour satisfaire le critère de fiabilité du réseau de Schefferville (*Témoignage Albert Chéhadé, NS 10 décembre, pages 72-74*).

6.2 Schefferville

Prise en charge en 2006 (D-2006-123).

Tarif de transition à partir du 1^{er} avril 2008 (D-2008-024).

Intervention du CNIMLJ et preuve socioéconomique concernant la communauté dans le dossier R-3677-2008.

Dans la décision D-2008-016, la Régie accorde un gel de 2 ans et demande deux suivis au Distributeur : 1) une évaluation de la demande et 2) le développement d'un plan d'intervention particulier en EE.

Les deux suivis ont été réalisés, tel qu'il appert de la preuve.

Les tarifs ne se négocient pas (a. 53 LRÉ). Ils sont fixés par la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires, lesquels font l'objet d'audience publique (a. 25 LRÉ).

L'obligation de consultation :

D-2007-59, p.9

En l'espèce, les intéressés demandent à la Régie de constater que la Couronne n'a pas respecté son obligation de consultation et d'accommodement envers les peuples autochtones. Si la Régie a juridiction pour constater l'incompatibilité d'une disposition législative ou réglementaire qu'elle administre avec la Constitution, elle n'est pas habilitée à définir le contenu de l'obligation de consultation et d'accommodement de la Couronne et à veiller à son respect. Elle n'est pas investie d'un pouvoir de surveillance sur la Couronne afin de s'assurer que celle-ci respecte ses obligations constitutionnelles envers les autochtones.

Par ailleurs, pour qu'il y ait obligation de consultation, encore faut-il qu'il y ait une activité qui pourrait porter atteinte à un droit ancestral. Or, la tarification de l'électricité ne porte pas atteinte aux droits de la communauté Innu de Matimékosh Lac-John.

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 17 décembre 2010

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec

