

Le 22 octobre 2010

*'Par courrier et courriel'*

**Me Véronique Dubois**  
Secrétaire pour la Régie de l'énergie  
Tour de la Bourse, C.P. 001  
800, Place Victoria, 2<sup>e</sup> étage, bureau 255  
Montréal (Qc) H4Z 1A2

---

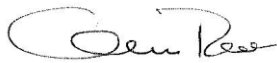
**Objet :** **Dossier R-3740-2010**  
*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année  
tarifaire 2011-2012*

---

Chère consœur,

Conformément aux directives des décisions procédurales D-2010-108 et D-2010-122, le GRAME dépose par la présente son mémoire, dans le cadre du dossier cité en rubrique. La preuve portant sur les enjeux communs GRAME-SÉ/AQLPA sera déposée par le procureur de cet intervenant.

Espérant le tout conforme, je vous prie d'agréer, Me Dubois, l'expression de mes sincères salutations.



**Geneviève Paquet, avocate**

cc. Me Éric Fraser pour le Distributeur  
cc. Les intervenants au dossier

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

---

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

DOSSIER R-3740-2010

**Demande relative à l'établissement des  
tarifs d'électricité pour  
l'année tarifaire 2011-2012**  
R-3740-2010

MÉMOIRE DU GRAME

**Préparé par**

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats enrg.*

En collaboration avec  
Valentina Poch  
Analyste pour le GRAME

Pour le GRAME

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 22 octobre 2010



## RÉSUMÉ

Dans ce mémoire présenté à la Régie de l'énergie du Québec dans le cadre de la cause tarifaire 2011-2012 d'Hydro-Québec Distribution, le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) se positionne à l'effet que :

- Puisque le rôle d'Hydro-Québec Distribution n'est pas de négocier la vente d'énergie hors-Québec. Ce rôle est déjà rempli, et peut l'être avec plus d'efficacité, par Hydro-Québec Production. La proposition du Distributeur de réaliser une ou des transactions de nature financière en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties et ce, à propos de l'énergie ne pouvant plus être différée fait sens ;
- Le modèle d'établissement des charges d'exploitation ne doit pas permettre un reclassement de la gestion des cours d'entreposage de poteaux qui diluerait cet élément parmi plusieurs autres charges comptables et qui nuirait au suivi de cet aspect préoccupant de la gestion environnementale du Distributeur. Plus encore, la demande de reclassification de la gestion des cours d'entreposage de poteaux ne rencontre aucun des critères requis pour une reclassification des éléments spécifiques, ni ceux retenus par la Régie dans sa décision D-2010-022<sup>1</sup> ;
- La demande d'ajout de l'élément spécifique *Protection de l'environnement* aux charges d'exploitation rencontre les critères de classification requis pour cette catégorie de coûts, puisque ces coûts doivent être évalués annuellement et qu'ils découlent notamment d'exigences externes (*obligations légales*). Outre le fait que cette demande est conforme à la classification des éléments spécifiques, la demande d'ajout de l'élément spécifique *Protection de l'environnement* aux charges d'exploitation est un pas dans la bonne direction et doit permettre d'accélérer le processus de reconnaissance du coût des obligations environnementales du Distributeur. Cependant, par souci de transparence, la proposition du Distributeur d'*intensification des travaux dans le cadre d'un programme structuré visant l'ensemble des propriétés*<sup>2</sup> devra être suivie par le dépôt de ce programme structuré afin d'appuyer la demande d'approbation des coûts.

---

<sup>1</sup> D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, par. 227

<sup>2</sup> Réponse à la question 3.4 de la FCEI, à la pièce HQD-13, doc. 5, p. 10

- Concernant les résultats du projet Heure juste, la structure même des tarifs qui ont été analysés ne permet pas de mesurer l'élasticité du prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec. Cet objectif aurait pu être atteint en comparant un tarif ayant un écart plus important entre *les prix en pointe et hors pointe* et un tarif ayant un écart moins important. De plus, les résultats du projet pilote, quoi qu'ils s'avèrent positifs en de nombreux points, notamment par des résultats significatifs en termes de réduction de la consommation de 6% en pointe pour le tarif Réso +, ne permettent pas de conclure sur l'impact de la température sur les changements comportementaux lorsqu'un tarif différencié est utilisé.
- Concernant les investissements en pérennité en lien avec la performance du réseau, la preuve du Distributeur démontre que, contrairement au Transporteur, qui dans sa stratégie de pérennité retient un critère de protection de l'environnement à la hauteur de 10%, lorsque vient le temps d'évaluer un risque lié à la pérennité des équipements, le Distributeur évacue cette question pourtant pertinente. D'autre part, en lien avec la croissance des coûts en pérennité des équipements, il serait opportun que le Distributeur dépose une stratégie de pérennité des équipements qui soit plus détaillée et qui permette de savoir dans quelle mesure les investissements en pérennité deviendront une source de croissance significative des coûts. De notre expérience des demandes réglementaires du Distributeur, une telle stratégie n'a pas été déposée pour examen devant la Régie de l'énergie, comme l'a fait le Transporteur.

## TABLE DES MATIÈRES

Coûts associés aux stratégies de gestion des approvisionnements et des surplus.....	9
(1) Le rôle du Distributeur et du Producteur d'énergie dans le cadre des définitions de la Loi sur Régie de l'énergie .....	10
(2) Le rôle du producteur d'énergie par rapport au rôle du Distributeur d'énergie dans le cadre du développement durable du Québec.....	11
<i>La gestion du patrimoine collectif d'hydro-électricité par le Producteur</i> .....	11
<i>Responsabilités de la Régie de l'énergie</i> .....	12
<i>Décisions antérieures rendues par la Régie</i> .....	12
Coûts de distribution et des services à la clientèle.....	14
Paramètres du modèle d'établissement des charges d'exploitation et Critères d'établissement et de reclassification des éléments spécifiques .....	14
Principes et critères soutenant la classification des charges (générales ou éléments spécifiques).....	15
<i>Suivi de la décision D-2010-022, dossier R-3708-2009</i> .....	16
Éviter de créer un biais dans l'analyse de la croissance des charges d'exploitation globales.....	16
<i>Ajout d'un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$</i> .....	18
Proposition de critères de reclassification vers les activités de base.....	20
Demande d'ajout et de retraitement d'éléments spécifiques.....	21
<i>Demande de reclassification de la gestion des cours d'entreposage de poteaux</i> . ....	21
<i>Demande d'ajout d'élément spécifique : Protection de l'environnement</i> .....	26
(1) <i>La pertinence d'un projet de systématisation et de l'intensification des travaux dans le cadre d'un programme structuré visant l'ensemble des propriétés</i> .....	27
<i>Le principe de précaution</i> .....	27
<i>L'équité intergénérationnelle</i> .....	28
<i>Information suffisante pour fixer de façon réaliste les échéances des obligations</i>	28

(2) Demande d'ajout à titre d'élément spécifique de l'élément protection de l'environnement .....	31
Rapport final sur le Projet Tarifaire Heure Juste .....	32
A) Structure des tarifs .....	32
Suivi de la décision D-2007-12 (Dossier R-3610-2006).....	32
Suivi de la décision D-2008-024 (Dossier R-3644-2007).....	35
B) Sondage .....	38
C) Raisons de l'abandon du projet .....	39
D) Impact du tarif Réso+ pendant les heures critiques .....	40
E) Impact de la température sur l'effritement .....	43
F) Gain sur la facture.....	44
G) Résultats et impacts énergétiques .....	46
<i>Phénomène de réduction de consommation de chauffe en période de pointe</i> .....	48
<i>Paramètres du projet pilote</i> .....	48
<i>La gestion du chauffage électrique</i> .....	50
Investissements en pérennité et performance du réseau : Suivi de la décision D-2010-022 .....	51
Démarche de révision des stratégies de maintenance et de renouvellement.....	52
Conclusion .....	57
Annexe I Répertoire des terrains contaminés .....	61

## **INTRODUCTION**

Pour le présent dossier, le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études de commerciales de l'université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Elle a par ailleurs travaillé dans un cabinet d'avocats à titre d'analyste en environnement, énergie et ressources naturelles. Possédant une formation professionnelle en ce domaine le GRAME soutient qu'elle est en mesure d'apporter une contribution spécifique et différente en cette matière. Madame Moreau est appuyée par madame Valentina Poch, détentrice d'un baccalauréat en sciences et d'une maîtrise en ATDR.





## Coûts associés aux stratégies de gestion des approvisionnements et des surplus

Dans le cadre de la stratégie de gestion des approvisionnements et des surplus, le Distributeur propose de réaliser une ou des transactions de nature financière en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties et ce, à propos de l'énergie ne pouvant plus être différée.

*Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les impacts sur les coûts d'approvisionnements, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une transaction de nature financière, réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties, concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées.*

HQD-5, document 1, page 6

*En 2010, la valeur de la transaction est estimée à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh d'énergie du contrat de base. Compte tenu des coûts évités de la transaction, le Distributeur estime que cette dernière lui procure un gain d'environ 22 M\$ par **rapport à un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme.** (Notre surligné)*

Référence : HQD-5, document 1, page 7

Le GRAME s'est principalement interrogé sur l'applicabilité du *scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme* dans le contexte particulier du rôle du Producteur d'énergie par rapport (1) au rôle du Distributeur d'énergie dans le cadre des définitions de la Loi sur Régie de l'énergie d'une part et d'autre part (2) dans le cadre du développement durable du Québec. Le GRAME soutient que ces deux enjeux sont du domaine de l'intérêt public.

Selon le GRAME, la tâche qui incombe au Distributeur est de distribuer de l'électricité au Québec et non de développer une expertise de courtage sur les marchés de l'énergie. Par conséquent, le GRAME rejette le scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme par le Distributeur pour les raisons et arguments détaillés ci-dessous.

## **(1) Le rôle du Distributeur et du Producteur d'énergie dans le cadre des définitions de la Loi sur Régie de l'énergie**

Le GRAME demandait au Distributeur de qualifier ou de justifier le rôle du producteur d'énergie par rapport au rôle du Distributeur d'énergie dans le cadre des définitions de la Loi sur Régie de l'énergie.

*Seuls le Transporteur et le Distributeur sont définis à l'article 2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Le Producteur doit être considéré comme un fournisseur d'électricité puisque, en vertu de l'article 2 in fine, la fourniture d'électricité par le Producteur au Distributeur constitue un contrat d'approvisionnement en électricité. C'est donc dans ce contexte que la transaction a été réalisée.*

Référence :HQD-13, Document 6, R1.1, Page 3 de 39

Reste à qualifier le rôle du Distributeur d'énergie. En effet, selon la définition de « distributeur d'électricité », il s'agit des activités de distribution d'électricité d'Hydro-Québec (*Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (art.2)*), tandis que « fournisseur d'électricité » est défini comme suit « quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité ».

**Dans le cas où le Distributeur développerait des moyens plus spécifiques pour revendre de l'électricité, il agirait donc à titre de négociant d'électricité, n'étant pas producteur, et se retrouverait sous la rubrique fournisseur d'électricité, ce qui ne correspond pas avec la définition de «distributeur d'électricité» : *Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* ».**

### **Loi sur la Régie de l'énergie (art.2)**

#### **Définitions**

*2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par:*

***«distributeur d'électricité»;***

***«distributeur d'électricité»: Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;***

***«fournisseur d'électricité»;***

***«fournisseur d'électricité»: quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;***

**(2) Le rôle du producteur d'énergie par rapport au rôle du Distributeur d'énergie dans le cadre du développement durable du Québec.**

***La gestion du patrimoine collectif d'hydro-électricité par le Producteur***

**Le GRAME s'était positionné à cet égard dès le dossier R-3624-2007<sup>3</sup> et demeure toujours convaincu que dans un contexte de développement durable, il est plus avantageux pour la société québécoise de retourner les surplus énergétiques, lorsqu'ils s'avèrent importants, chez le Producteur, puisque celui-ci est mieux positionné pour la revente de surplus en temps opportun, c'est-à-dire lorsque les prix sur le marché sont avantageux.<sup>4</sup>**

De l'avis du GRAME, le Producteur sera toujours avantagé par rapport au Distributeur, puisqu'il possède des outils de stockage de cette énergie. D'un point de vue développement durable, il est l'acteur à privilégier au Québec pour agir à ce titre :

- Puisque le Producteur peut choisir le moment le plus opportun pour la revente et tirer avantage de prix supérieurs, il appert que le Producteur pourrait gérer ce patrimoine collectif plus avantageusement que le Distributeur dans une perspective de développement durable et d'équité au plan collectif ;
- Plus encore, il appert que le Producteur n'est pas désavantagé par une baisse des prix, puisqu'il peut entreposer de l'énergie dans ses réservoirs et qu'il est avantagé dans le cas d'une hausse des prix sur les marchés limitrophes, ce qui n'est pas le cas pour le Distributeur, qui est avantagé seulement dans le cas d'une hausse des prix sur les marchés.
- Les profits de reventes réalisés par le Producteur peuvent être redistribués à l'ensemble des québécois et québécoises et pas seulement à la clientèle du Distributeur, alors que les équipements de production appartiennent à l'ensemble des consommateurs québécois.

---

<sup>3</sup> R-3624-2007 : Demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production

<sup>4</sup> Dossier R-3624-2007, Mémoire du GRAME.

## ***Responsabilités de la Régie de l'énergie***

***5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.***<sup>5</sup> (Nous surlignons)

Il apparaît que la proposition du Distributeur est conforme à l'esprit de la conciliation entre l'intérêt public dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

Rappelons également les raisons qui sous-entendent le plan d'approvisionnement et qui militent en faveur de la proposition du Distributeur. Le plan d'approvisionnement est conçu et approuvé dans le but de « *satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique.* (art 72.)<sup>6</sup>

« *Plan d'approvisionnement.* » (Extrait)

***72. Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique.* (..)**

## ***Décisions antérieures rendues par la Régie***

La Régie reconnaît le rôle du Distributeur de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois en précisant qu'« *Il ne doit pas jouer le marché au quotidien, ce n'est pas son rôle* ».

***Cette approche non spéculative s'harmonise mieux avec son rôle de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois que la revente au quotidien.***

***Le profil des approvisionnements excédentaires doit conduire le Distributeur à apparier les risques reliés à la revente de ses surplus à l'horizon temporel de 10 mois. Il ne doit pas jouer le marché au quotidien, ce n'est pas son rôle.***

Référence : Dossier R-3624-2007, Décision D-2007-13 page 12

---

<sup>5</sup> Loi sur la régie de l'énergie, article 5

<sup>6</sup> Loi sur la régie de l'énergie, article 72

La Régie statue également sur le fait que dans le cas d'un scénario plus faible que la prévision des besoins, le Distributeur peut notamment « ...conclure des ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons ». La présente demande du Distributeur est conforme à cette décision, soit celle de « ..conclure des ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons. »

*« Bien que l'incertitude sur la prévision des besoins soit généralement plus grande à cinq ans d'avis qu'à quatre ans, **le Distributeur peut, dans le cas d'un scénario de demande plus faible, réduire les quantités qu'il achète pendant le processus de sélection des offres, reporter le lancement d'autres appels d'offres, utiliser les options de report incluses dans les contrats, réduire les quantités des produits flexibles et conclure des ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons.** » (Nous surlignons)*

Référence : D-2005-178, R-3550-2004, page 11

**Dans le cadre de la stratégie de gestion des approvisionnements et des surplus, le GRAME recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de réaliser une ou des transactions de nature financière en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties et ce, à propos de l'énergie ne pouvant plus être différée.**

## Coûts de distribution et des services à la clientèle

### *Paramètres du modèle d'établissement des charges d'exploitation et Critères d'établissement et de reclassification des éléments spécifiques*

Le GRAME souhaite traiter de certains éléments liés au choix des critères d'établissement et de reclassification des éléments spécifiques et des paramètres du modèle d'établissement des charges d'exploitation. Dans un souci d'intérêt public, le GRAME abordera ces enjeux afin de s'assurer que les informations qui relèvent de l'environnement demeurent accessibles.

Le GRAME est préoccupé notamment par le fait que la reclassification des éléments spécifiques relatifs à l'environnement limite l'accès au suivi de ces éléments, notamment dans le cas de la gestion des cours d'entreposage de poteaux. Concernant cet élément de la demande, le GRAME est en désaccord avec le reclassement de la gestion des cours d'entreposage de poteaux pour les raisons qui seront exposées ci-dessous.

Par ailleurs, le GRAME demandait aux dossiers précédents l'ajout d'un élément de charge spécifique lié aux efforts de réhabilitation des terrains contaminés et note l'ajout d'un tel élément spécifique par le Distributeur, soit *Protection de l'environnement*<sup>7</sup>. Le GRAME est en faveur de cet ajout.

---

<sup>7</sup> HQD-7, document 1, page 10, TABLEAU 3, ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DES CHARGES D'EXPLOITATION (M\$)

## **Principes et critères soutenant la classification des charges (générales ou éléments spécifiques)**

La demande du Distributeur fait suite à celle émise par la Régie dans sa décision D-2010-022.

### ***2.1.2.1 Critères d'établissement des éléments spécifiques***

*Dans sa décision D-2010-022, la Régie fait part de sa préoccupation quant au nombre croissant d'éléments spécifiques année après année et demande au Distributeur de mieux baliser ce qui doit être considéré comme un élément spécifique en resserrant les critères.*

*Les critères considérés par le Distributeur pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme un élément spécifique sont les suivants :*

- 1. Coût hors du contrôle du Distributeur (ex. coût de retraite) ;*
- 2. Coût découlant d'exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux (ex. Schefferville) ;*
- 3. Coût extraordinaire ou lié à de nouvelles activités et n'ayant pas été prévu dans les budgets des années antérieures (ex. stabilisation SIC, inspection et retraitement des poteaux) ;*
- 4. Coût temporaire découlant de projets d'investissements et/ou générant des gains (ex. Ajout de condensateurs, Progiciel GE-Smallworld).*

*De plus, les éléments considérés comme spécifiques ne doivent pas remplacer des éléments similaires déjà inclus dans les activités courantes.*

***À ces critères, le Distributeur propose d'ajouter un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$.***

Référence : HQD-7, doc. 1, page 11



## ***Suivi de la décision D-2010-022, dossier R-3708-2009***

Extrait D-2010-022

*[226] La Régie est toutefois préoccupée par le nombre croissant des éléments spécifiques année après année. Elle partage l'opinion de certains intervenants à l'effet qu'il faudrait mieux baliser ce qui doit être considéré un élément spécifique en resserrant les critères.*

*[227] La Régie demande au Distributeur que les éléments spécifiques soient adéquatement justifiés, en précisant si le nouveau coût est récurrent ou temporaire et si ce coût est hors de son contrôle ou découle d'exigences externes non en lien avec ses activités courantes de distribution d'électricité. Le Distributeur doit aussi démontrer qu'il ne remplace pas d'autres éléments similaires déjà inclus dans ses activités courantes.*

Référence : D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, page 59

La Régie conclut que les éléments spécifiques doivent être adéquatement justifiés :

- (1) qu'une distinction doit être faite entre un coût récurrent ou temporaire ;
- (3) qu'il faut savoir si le nouveau coût découle d'exigences externes ou s'il est en lien avec ses activités courantes de distribution d'électricité ;
- (4) qu'il ne doit pas remplacer d'autres éléments similaires déjà inclus dans ses activités courantes ;

### ***Éviter de créer un biais dans l'analyse de la croissance des charges d'exploitation globales***

De notre compréhension, la problématique soulevée par la l'AQCIE/CIFQ et entérinée par OC est liée à la comparaison de la croissance des charges d'exploitation avec le taux d'inflation et ne s'adresse pas précisément à l'utilité de la présentation des charges spécifiques. Le GRAME s'attarde précisément à l'utilité de la désignation des charges spécifiques.

*[222] L'AQCIE/CIFQ mentionne avoir de la difficulté à suivre l'approche du Distributeur dans le temps. En fait, il se demande si l'utilisation des éléments spécifiques n'est pas devenue, avec le temps, une méthode naturelle pour intégrer toute hausse de dépenses, afin de ne pas nuire à l'évaluation du poste « Activités du Distributeur » que l'on compare, notamment avec l'inflation. Cet intervenant croit qu'il serait temps de baliser davantage ce qui devrait être considéré comme un élément spécifique. Ainsi, pour permettre l'intégration d'un nouvel élément spécifique, le Distributeur devrait :*

- démontrer qu'il ne remplace pas d'autres éléments similaires déjà inclus au poste « Activités du Distributeur »;*

□ *démontrer que cet élément n'apporte pas avec lui des gains potentiels futurs, à défaut de quoi ces gains devraient être inclus également dans les éléments spécifiques dans le futur.*

Référence : D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, page 58

**De l'avis du GRAME, la réduction des éléments spécifiques pour éviter la « prétention » de détournement de charge vers les éléments spécifiques invoquée par l'AQCIE/CIFQ, sans élément de preuve de ces faits, ne doit pas nuire au suivi de ces éléments, lorsqu'il est pertinent de suivre leur évolution et de ne pas les inclure dans les charges globales.**

### **Principe de continuité de traitement des coûts**

L'autre argument soulevé dans la décision de la Régie en référence aux arguments de l'AQCIE/CIFQ et d'OC relève de la continuité de traitement, afin d'éviter des gains potentiels futurs en réduction des coûts. Cet argument est un guide adéquat permettant d'éviter des variations entre les charges globales et spécifiques, puisque le fait de conserver dans les éléments spécifiques les coûts qui peuvent raisonnablement varier dans le temps, soit à la hausse ou à la baisse, permet d'éviter de biaiser l'analyse de la croissance des coûts des charges d'exploitation globales.

Le problème avec la continuité de traitement n'est pas simple à résoudre, puisque d'une part certains éléments spécifiques, comme le cas des cours d'entreposage de poteaux et de la protection pour l'environnement, sont présentés selon un budget fixé aléatoirement et non déterminé en fonction des coûts réels qui pourraient être encourus si le Distributeur ne reportait pas ces coûts pour en assurer le nivellement.

Par exemple, les coûts engendrés pour la réhabilitation de sites contaminés peuvent varier énormément et significativement, d'un cas à l'autre et ne peuvent être planifiés selon un schéma strict avant d'avoir procédé aux études de caractérisation du site, lors de la Phase II. La phase I sert plutôt à déterminer les éléments historiques d'occupation du sol pouvant requérir une étude plus approfondie en cas de la découverte de risques. À ce titre, dans le dossier R-3738-2010, le Transporteur estime les coûts de remise en état de sites, qui autrement seraient comptabilisés aux charges de l'exercice, de l'ordre de 13 M\$, dont une somme de l'ordre de 6 M\$ est liée à la réhabilitation du poste du Bout-de-l'Île.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> R-3738-2010, HQT-4, Document 2, page 8

En effet, avant d'avoir procédé à l'étude de caractérisation, l'étendue de la contamination des sols n'est pas connue. La nature des sols sous-jacents, sol argileux ou sol sablonneux, influence grandement la dispersion des substances réglementées faisant l'objet d'une limite permise. Ainsi, ce qui pouvait être pressenti comme un problème mineur peut à l'inverse s'avérer représenter des coûts de réhabilitation très importants et à l'inverse un problème qui pouvait sembler majeur, mais contenu dans des sols argileux permettant le colmatage des substances et limitant leur dispersion, sera simple à résoudre.

Cependant, le Distributeur peut choisir de présenter des charges fixes dans le temps, alors que ces coûts ne sont pas de nature fixe, mais variable et non prévisibles dans le temps. Par conséquent, le principe de continuité de traitement des coûts est important, mais ne peut pas être le seul critère retenu.

*Le Transporteur estime l'impact de la pratique proposée sur les revenus requis de 2011 à une baisse d'un montant de l'ordre de 13 M\$ équivalant aux coûts de remise en état de sites qui autrement seraient comptabilisés aux charges de l'exercice. Ce montant comprend une somme de l'ordre de 6 M\$ relatifs au projet d'ajout d'une section 735-315 kV au poste du Bout-de-l'Île dont la demande d'investissement sera déposée à la Régie.*

Référence : R-3738-2010, HQT-4, Document 2, page 8

***Ajout d'un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$***

L'autre problème à envisager est en lien avec une analyse multicritères des éléments proposés par le Distributeur, de même qu'en lien avec le but poursuivi par la séparation en éléments spécifiques et en charges globales. Si le seul objectif poursuivi est de permettre au Distributeur de retirer de ses charges globales les coûts pouvant varier significativement, alors la proposition de la limite de 2 M\$ devient le premier critère à retenir dans l'analyse de la désignation d'une charge, puisqu'une variation de moins de 2 M\$ sur l'ensemble des coûts serait moins significative.

Ainsi, le Distributeur n'aurait qu'à limiter tous ses projets à moins de 2 M\$ pour les retirer de la désignation spécifique et à reporter les investissements nécessaires dans le temps pour créer artificiellement une impression de stabilité dans les coûts. Si d'autres objectifs sont poursuivis, comme la transparence des coûts ou l'identification de coûts qui découlent d'exigences externes non en lien avec ses activités courantes de distribution d'électricité<sup>9</sup>, ou encore la possibilité d'avoir une connaissance de la variabilité réelle des coûts, indépendamment de décisions administratives (nivelage et restriction de croissance), le critère de moins de 2 M\$ devient relativement moins important.

---

<sup>9</sup> D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, page 59

Par conséquent, il semble évident que certains éléments autres que le montant retenu annuellement par le Distributeur de 2 M\$, qui lui, peut relever d'une décision interne de niveler les coûts dans le temps, ne devrait pas être retenu comme critère principal déterminant la classification des éléments spécifiques, surtout dans les cas où il est évident que le Distributeur procède au nivelage de ses dépenses dans le temps pour des raisons économiques, comme c'est le cas pour les coûts de réhabilitation des cours d'entreposage de poteaux et de protection de l'environnement. Par conséquent, ce critère de 2 M\$ devrait être mis en parallèle avec les autres critères et ne pas être décisionnel.

Le GRAME demandait au Distributeur de préciser l'ordre d'importance du choix des critères énumérés ci-dessous dans la détermination des éléments spécifiques en donnant l'exemple du cas de coûts découlant d'exigences externes (lois et obligations (critère 2)) qui sont de moins de 2 M\$ (proposition au présent dossier), mais également sujets à des variations dans les coûts (critère 2) ou lié à de nouvelles activités (critère 3). Il appert de la proposition d'ajout du Distributeur, que pour se qualifier à titre de nouvel élément spécifique, les coûts doivent tout d'abord « dépasser le seuil monétaire de 2 M\$<sup>10</sup> ». Par la suite, ces coûts doivent « respecter au moins un des quatre critères énumérés en référence. »<sup>11</sup> Le Distributeur nous précise qu'il n'a pas appliqué une analyse multicritères pour la détermination des catégories de coûts.<sup>12</sup>

Concernant la prévalence des *Critères d'établissement des éléments spécifiques*, le Distributeur précise qu'« Aucune série de critères n'a préséance sur l'autre. Les critères d'établissement des éléments spécifiques servent à identifier les éléments nécessitant un traitement spécifique. Une fois un élément reconnu à titre spécifique, les critères de reclassement servent à établir la durée du traitement spécifique. »<sup>13</sup>

**Le GRAME recommande à la Régie de modifier la proposition du Distributeur afin d'y ajouter une condition, donc de modifier la proposition par le texte suivant :**

*Ajout d'un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$<sup>14</sup> dans les cas où ces coûts ne peuvent raisonnablement dépasser 2M\$, sans être sujets à une restriction budgétaire<sup>15</sup> ET qu'ils ne*

<sup>10</sup> HQD-13, Document 6, R2.1, Page 5 de 39

<sup>11</sup> HQD-13, Document 6, R2.1, Page 5 de 39

<sup>12</sup> HQD-13, Document 6, R2.3, Page 5 de 39

<sup>13</sup> HQD-13, Document 6, R2.7, Page 7 de 39

<sup>14</sup> HQD-7, doc. 1, page 11

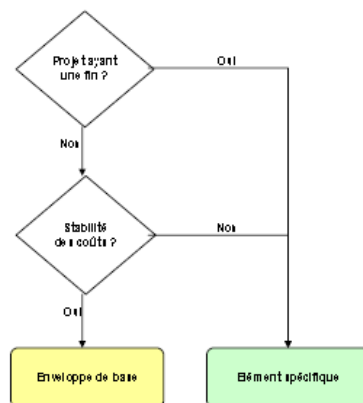
<sup>15</sup> D-2010-122, R-3740-2010, 2010 09 15, paragraphe 30

*découlent pas d'exigences externes non en lien avec ses activités courantes de distribution d'électricité.*<sup>16</sup>

### **Proposition de critères de reclassification vers les activités de base**

La proposition du Distributeur peut se résumer comme suit : (1) si un projet a une fin, c'est un élément spécifique, (2) s'il y a stabilité des coûts et que c'est un projet n'ayant pas de fin, alors l'élément est reclassifié, et (3) si le projet n'a pas de fin et qu'il n'y a pas de stabilité des coûts, alors l'élément n'est pas reclassifié vers l'enveloppe globale.

**Graphique 1 : CRITÈRES DE RECLASSIFICATION DES ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES VERS LES ACTIVITÉS DE BASE**



Référence : HQD-7, Document 1, Page 12

La mise en place de critères de reclassification des activités de base a été déposée par le Distributeur. Il fait sens d'encadrer la reclassification des éléments spécifiques vers les activités de base du Distributeur, lorsque ces derniers deviennent des activités de base du Distributeur et que leur coût est récurrent et stable, donc sans variation significative.

---

<sup>16</sup>D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, par. 227

Comme nous l'avons mentionné, la stabilité dans les coûts ne doit pas résulter du nivelage de ceux-ci, ni de report dans le temps.

À cet égard, le GRAME demandait au Distributeur de préciser comment est déterminée la stabilité des coûts et si celle-ci implique un élément de récurrence (combien d'années) et un pourcentage de variation de ces coûts.

*Le Distributeur est d'avis que chaque cas doit être analysé dans son ensemble afin d'en apprécier le caractère stable (récurrence, valeur monétaire, horizon considéré). Cette analyse tient compte de l'expérience et des connaissances acquises propres à chacun des éléments spécifiques. La variation des coûts n'est pas examinée sur la base du pourcentage de variation.*

Référence : HQD-13, Document 6, R2.6, Page 7 de 39

**Par conséquent, le GRAME recommande que le Distributeur dépose toute demande de reclassification accompagnée de l'analyse *du caractère stable (récurrence, valeur monétaire, horizon considéré)* de l'élément spécifique faisant l'objet d'une demande de reclassification.**

### **Demande d'ajout et de retraitement d'éléments spécifiques**

#### ***Demande de reclassification de la gestion des cours d'entreposage de poteaux.***

Le GRAME est préoccupé par le fait que la reclassification des éléments spécifiques relatifs à l'environnement limite l'accès au suivi de ces éléments, notamment dans le cas de la gestion des cours d'entreposage des poteaux.

Le GRAME souhaite que l'information relative à la gestion des cours d'entreposage de poteaux reste publique et accessible, de même que sujette à l'analyse des intervenants dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur. L'exécution des activités est liée directement aux coûts de gestion des cours d'entreposage de poteaux et du retraitement des poteaux de bois, puisque ces activités relèvent d'exigences externes, donc d'exigences requises en protection de l'environnement.

Rappelons que la Régie retient ce critère dans sa décision D-2010-022, soit : « *découle d'exigences externes non en lien avec ses activités courantes de distribution d'électricité* »<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, par. 227

Par ailleurs, au présent dossier S.É./AQLPA souligne avec raison que ces dernières ne devraient pas « ...être assujetties aux obligations standard de restriction budgétaire qui caractérisent les charges générales. Les principes guidant le reclassement des éléments spécifiques ne sont donc pas purement comptables, mais reflètent les orientations de la politique réglementaire. »<sup>18</sup>

Comme la Régie nous l'indique dans sa Décision D-2010-122, par. 31, *les principes et les critères soutenant la classification des charges (générales ou éléments spécifiques), la reclassification et les budgets liés à ces activités font partie des enjeux au dossier.*

Premièrement, la gestion des cours d'entreposage de poteaux découle d'exigences externes résultant des nouvelles exigences décrétés par le *Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) en 2007*<sup>19</sup>, tel qu'il appert de la preuve du Distributeur.

### **Gestion des cours d'entreposage de poteaux**

*En 2007, le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a émis des encadrements sur la gestion du bois traité. Hydro-Québec avait alors entrepris des discussions avec le MDDEP afin de convenir des mesures requises qui permettraient de se conformer aux nouvelles exigences.*

(...)

*En fonction des résultats obtenus lors des essais pilotes qui sont réalisés jusqu'à la fin 2010, des cibles de performance seront convenues conjointement entre le Distributeur et le MDDEP.*

*À l'issue de cette entente, le Distributeur vise la mise en place d'un programme applicable à l'ensemble de ses cours à poteaux non encore modifiées. En raison de la complexité de ce dossier auprès du législateur, il est possible que l'entente initialement anticipée pour 2010 ne survienne qu'en 2011.*

Référence : HQD-7, doc. 1, Annexe A page 27

Il appert également qu'une entente est à venir avec le MDDEP concernant la mise en place d'un programme applicable à l'ensemble des cours à poteaux non encore modifiées. À moins qu'un nouveau budget spécifique ne soit mis en place suite à cette entente, et que l'item Gestion des cours d'entreposage de poteaux ne vise que les projets pilotes, il est trop tôt pour être certain de la stabilité des coûts.

---

<sup>18</sup> D-2010-122, R-3740-2010, 2010 09 15, paragraphe 30

<sup>19</sup> Référence : HQD-7, doc. 1, Annexe A page 27

Selon la preuve du Distributeur, l'utilisation du terme « *Entre temps, un montant de 2,9 M\$* »<sup>20</sup> démontre que le montant de 2,9 M\$ est temporaire :

*Entre temps, un montant de 2,9 M\$ est prévu en 2011 afin de procéder à la réhabilitation de deux ou trois cours à poteaux selon l'ampleur des travaux qui s'avèreront requis et à l'implantation d'équipements dans l'une de ces cours. Le Distributeur souligne qu'il possède présentement une trentaine de grandes cours d'entrepôts de poteaux et prévoit n'en conserver à terme qu'une vingtaine.*

Référence : HQD-7, doc. 1, Annexe A page 27

Concernant la stabilité des coûts, le Distributeur anticipe que les coûts d'implantation des systèmes de traitement dans les cours restantes et leurs suivis devraient être sensiblement les mêmes que ceux des essais pilotes<sup>21</sup> et précise, comme le GRAME l'a démontré précédemment, que « *les coûts de réhabilitation des sols varient d'un site à l'autre, en fonction des volumes de sols affectés et de leurs teneurs en contaminants.* »<sup>22</sup>.

*Par ailleurs, une seconde négociation devra éventuellement être entreprise avec le MDDEP afin de convenir de la gestion des plus petites cours à poteaux incluant celles des réseaux autonomes. La réalisation des travaux sur ces sites pourrait débuter après la réalisation du programme sur les grandes cours et s'échelonnera également sur un certain nombre d'années.*

*Ainsi, bien que l'entente avec le MDDEP permettant l'établissement d'un programme ne soit anticipée qu'en 2011, le Distributeur propose le transfert des montants relatifs à cet élément spécifique dans son enveloppe globale de charges d'exploitation compte tenu de sa capacité de réalisation annuelle assez stable et de la récurrence annuelle de cette activité jusqu'à terme.*

Référence : HQD-7, doc. 1, Annexe A page 28

Comme le Distributeur le précise, certaines activités de gestion auront une fin dans le temps. Elles devraient donc être traitées à titre d'éléments spécifiques, comme la décontamination (réhabilitation) de toutes les grandes cours d'entrepôt, au nombre de 30.<sup>23</sup>

Cependant, certaines activités n'auront pas de fin, puisque *l'installation de bassins de captation et de systèmes de traitement des eaux de ruissellement que sur la vingtaine de cours qui seront conservées*<sup>24</sup> implique un suivi réglementaire de longue échéance.

---

<sup>20</sup> HQD-7, doc. 1, Annexe A page 27

<sup>21</sup> HQD-13, Document 6, R2.9, Page 9 de 39

<sup>22</sup> HQD-13, Document 6, R2.9, Page 9 de 39

<sup>23</sup> HQD-13, Document 6, R2.10, Page 10 de 39

<sup>24</sup> HQD-13, Document 6, R2.10, Page 10 de 39



Sans entrer dans les détails réglementaires, rappelons que tout *système de traitement des eaux de ruissellement* est assujéti aux procédures d'émission d'un certificat d'autorisation et par conséquent des procédures de suivi seront réalisées et deviendront des activités courantes, dont les coûts seront stables et prévisibles.

Il est également évident que le Distributeur n'a pas une connaissance précise des différentes solutions qui devront être mises en place pour la gestion future des vingt grandes cours d'entreposage qui seront conservées, puisque

- (1) le *bilan des essais pilotes et analyse technique des données disponibles du suivi des différents systèmes et à une analyse de cycle de vie des différentes solutions* »<sup>25</sup> doit être réalisé en 2011 ;
- (2) selon le Distributeur, *ces données seront ensuite présentées au MDDEP dans le cadre des discussions en cours*<sup>26</sup> ;
- (3) les cibles de performance ne sont pas encore convenues conjointement entre le Distributeur et le MDDEP<sup>27</sup> ;
- (4) « *Les résultats des essais pilotes de même que les cibles de performance retenues auront un impact sur les coûts futurs*<sup>28</sup> » et que
- (5) l'entente avec le MDDEP, lorsqu'elle sera connue, permettra de déterminer un échéancier de réalisation pour les 30 cours d'entreposage dont dispose le Distributeur.<sup>29</sup>

En lien avec la proposition du Distributeur pour les critères de reclassement présentés dans sa preuve au Graphique 1, HQD-7, doc. 1, page 11, il est clair que le reclassement de la gestion des cours de poteaux ne rencontre aucun des éléments énumérés au Graphique 1, Reclassification des éléments spécifiques. En effet, la réhabilitation des sols des sites des cours de poteaux aura une fin et la stabilité des coûts est inconnue à ce jour par le Distributeur.

Par ailleurs, il ne faudrait pas perdre de vue les éléments qui permettent de déterminer si un coût doit être comptabilisé spécifiquement. Rappelons ce que la Régie mentionne à propos des éléments spécifiques : ils auraient une qualité de temporaire et pourraient

---

<sup>25</sup> HQD-13, Document 6, R2.12, Page 10 de 39

<sup>26</sup> HQD-13, Document 6, R2.12, Page 10 de 39

<sup>27</sup> HQD-13, Document 6, R2.13, Page 10 de 39

<sup>28</sup> HQD-13, Document 6, R2.14, Page 11 de 39

<sup>29</sup> HQD-13, Document 6, R 2.15 Page 11 de 39

découler d'exigences externes non en lien avec les activités courantes de distribution d'électricité.<sup>30</sup>

**Le GRAME recommande à la Régie de refuser la demande de reclassification de l'élément *Gestion des cours de poteaux* jusqu'à ce que les coûts soient connus plus précisément et que la réhabilitation des sites soit terminée.**

**Le GRAME recommande que soit reclassifié cet élément, lorsque l'entente avec le MDDEP sera entérinée et que tous les sites contaminés seront réhabilités. À ce moment, cet élément sera sujet à un suivi régulier dont les coûts seront stables et prévisibles.**

**Le GRAME recommande que la Régie exige du Distributeur d'identifier un montant représentatif de l'usage du Transporteur des sites d'entreposage du Distributeur, avec preuve à l'appui. Rappelons que le Transporteur ne dispose pas à notre connaissance de cours d'entreposage de poteaux et qu'il utilise les sites du Distributeur<sup>31</sup>, sans qu'aucun partage des frais ne soit fait ou qu'il soit facturé pour ce service.**

---

<sup>30</sup> D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, par. 227

<sup>31</sup> Une dizaine de cours servent également à l'entreposage de petites quantités de poteaux d'urgence du Transporteur. Référence : HQD-13, Document 6, R2.11, Page 10 de 39

### ***Demande d'ajout d'élément spécifique : Protection de l'environnement***

Les commentaires, analyses et recommandations qui suivent portent sur (1) la pertinence d'un projet de *systématisation et de l'intensification des travaux dans le cadre d'un programme structuré visant l'ensemble des propriétés*<sup>32</sup> et (2) la demande d'ajout à titre d'élément spécifique de l'élément *Protection de l'environnement*.

#### **Protection de l'environnement (Critères 2 et 3 de la section 2.1.2.1)**

*Dans le souci d'optimiser ses interventions en matière de protection de l'environnement, plus particulièrement dans le domaine des contaminants, le Distributeur a déterminé que des efforts préalables de caractérisation étaient nécessaires afin d'établir, avec plus d'acuité, l'état des sites, évaluer l'envergure des interventions devant y être réalisées et procéder à la réhabilitation environnementale des propriétés où des impacts sur l'environnement ont été identifiés.*

*Ainsi, le Distributeur prévoit pour 2011 une enveloppe globale de 4,0 M\$ pour ces activités, **correspondant aux coûts additionnels qui ne figuraient pas dans les revenus requis des années antérieures**. Ce budget ne couvre pas le programme d'intervention sur les sites d'entreposage de bois traités (cours à poteaux) **et les actifs pour lesquels un passif a été comptabilisé relativement à la mise hors service d'immobilisations dû à des obligations environnementales** (note 3).*

*Les efforts financiers nécessaires à la réalisation de ces travaux seront réévalués annuellement en fonction des obligations légales, des problématiques identifiées et des résultats des travaux de l'année précédente.*

#### **HQD-7, doc. 1, page 12 et 13**

*Note 3 : En juin 2010, conformément au chapitre 3110 du manuel de l'ICCA, intégration des impacts de la réévaluation des obligations liées à la mise hors service des immobilisations, dont la valeur nette est de 6,5 M\$. Celles-ci concernent les centrales thermiques des réseaux autonomes, les parcs à carburants et un des postes de transformation de Menihek-Schefferville ;*<sup>33</sup>

---

<sup>32</sup> Réponse à la question 3.4 de la FCEI, à la pièce HQD-13, document 5

<sup>33</sup> Voir HQD-8, document 2, section 1 (page 7) (lignes 7 à 11)

***(1) La pertinence d'un projet de systématisation et de l'intensification des travaux dans le cadre d'un programme structuré visant l'ensemble des propriétés***

Au dossier R-3677-2008, le GRAME se positionnait sur la question de la demande portant sur les *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*.<sup>34</sup> Le GRAME demandait <sup>35</sup>que les tous les passifs liés aux coûts de réhabilitation des sites du Distributeur soient également inscrits au bilan sous le compte de passifs *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*.

Le GRAME mentionnait que le problème lié à la comptabilisation des passifs de nature environnementale, particulièrement en contamination des sols, vient du fait que la valeur des passifs est inconnue et que pour être en mesure de l'estimer, il faut avoir la connaissance des faits. Une telle connaissance est préalable à la mise en place d'un plan de gestion et de réhabilitation. Par conséquent, le GRAME argumentait que *le Distributeur doit avoir fait l'inventaire de tous les sites qui peuvent être sujets à ce passif. Pour posséder cet inventaire, le Distributeur doit avoir mandaté des experts dans le domaine de la caractérisation des sols et avoir fait, au fil des années, caractériser l'ensemble de ses installations dans le but de connaître l'état de la situation*.<sup>36</sup> De plus, un tel inventaire doit faire l'objet d'un plan de mise à jour régulier.

**Le principe de précaution**

Le GRAME recommandait de retenir le principe de précaution dans l'estimation de la valeur des actifs du Distributeur, donc dans l'estimation de la valeur minimum des obligations à prévoir. La connaissance des obligations financières liées aux coûts de réhabilitation des sites contaminés du Distributeur relève du principe de précaution. Le GRAME recommandait au Distributeur de procéder à cet inventaire, dont la valeur serait inscrite au titre d'un passif. La reconnaissance de l'obligation et son amortissement comptable sur une période déterminée permettrait d'assurer que chaque génération assume sa propre part de l'amortissement lié à l'obligation.<sup>37</sup>

---

<sup>34</sup> Référence : HQD-16, Document 8, Page 24

<sup>35</sup> R-3677-2008, Mémoire du GRAME-2, page 34

<sup>36</sup> R-3677-2008, Mémoire du GRAME-2 page 34

<sup>37</sup> R-3677-2008, Mémoire du GRAME-2 page 35

### L'équité intergénérationnelle

Rappelons que la Régie statuait comme suit dans sa décision D-2007-112 : la Régie considère l'équité intergénérationnelle comme étant : « *un principe important visant à favoriser l'imputation des coûts encourus pour une année dans les tarifs de la même année* »<sup>38</sup>. À propos de la volonté du Distributeur d'accélérer le processus de récupération des coûts de transport, la Régie, dans sa décision D-2007-112, souligne que : « *Cette façon de faire respecte le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus et réduit les coûts de financement.* »<sup>39</sup>

Par ailleurs, la Régie retenait certaines exceptions pour les cas où le montant est important ou que son caractère est exceptionnel, comme pour le cas du montant créditeur découlant de la mise à jour du compte de *pass on* 2007 de la cause tarifaire 2008-2009 du Distributeur.<sup>40</sup>

D'où l'importance d'avoir la connaissance des obligations liées à la réhabilitation des sites du Distributeur sans plus attendre et d'accélérer le programme tel que le propose le Distributeur :

*La différence se situe au niveau de la systématisation et de l'intensification des travaux dans le cadre d'un programme structuré visant l'ensemble des propriétés.*

Référence : Réponse à la question 3.4 de la FCEI, à la pièce HQD-13, doc. 5, p. 10

### **Le GRAME demande depuis le dossier R-3677-2008 une telle systématisation et intensification des travaux de caractérisation dans le cadre d'un programme structuré.**

#### Information suffisante pour fixer de façon réaliste les échéances des obligations

Comme le mentionnait le GRAME au dossier R-3677-2008, « .. lorsque l'information est insuffisante pour fixer, de façon réaliste les échéances des obligations, de même que pour identifier avec justesse la valeur de l'ensemble des passifs environnementaux potentiels, comme c'est le cas pour l'ensemble des sites détenus par le Distributeur »<sup>41</sup>, des mesures s'imposent comme la mise en œuvre d'un plan de recherche de l'information ou l'utilisation d'« *information obtenue à la lumière de la pratique passée de l'entité* »<sup>42</sup> afin de procéder à une estimation des coûts des obligations.

---

<sup>38</sup> R-3644-2007, D-2008-024, p.39

<sup>39</sup> R-3644-2007, D-2008-024, p.46

<sup>40</sup> R-3644-2007, D-2008-024, p.46

<sup>41</sup> R-3677-2008, Mémoire du GRAME-2, page 36

<sup>42</sup> Note originale du CPN-159 : La durée économique estimative de l'immobilisation pourrait indiquer une date de règlement potentielle de l'obligation liée à la mise hors service. Toutefois, il se peut que l'estimation

Comité sur les problèmes nouveaux et la norme 3110 :

*Parmi les exemples d'informations qui sont censées fournir une base pour l'estimation des dates et des méthodes de règlement potentielles ainsi que des probabilités qui s'y rattachent, il y a l'information obtenue à la lumière de la pratique passée de l'entité, des pratiques sectorielles et des intentions de la direction, ainsi que la durée économique estimative de l'immobilisation<sup>43</sup>. (nos surlignés)*

*Dans bien des cas, la question de savoir si l'entité dispose de l'information nécessaire pour faire une estimation raisonnable de la juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation est une affaire de jugement qui dépend des faits et circonstances pertinents<sup>44</sup>*

On comprend de la position du Distributeur concernant la demande pour l'élément spécifique *Protection de l'environnement*, qu'elle ne regroupe pas tous les coûts liés à la caractérisation des sites et que de ce montant sont exclus *les interventions sur les sites d'entreposage de bois traité (cours à poteaux)*, de même que *les actifs pour lesquels un passif a été comptabilisé relativement à la mise hors service d'immobilisations dû à des obligations environnementales*.<sup>45</sup>

*Ainsi, le Distributeur prévoit pour 2011 une enveloppe globale de 4,0 M\$ pour ces activités, correspondant aux coûts additionnels qui ne figuraient pas dans les revenus requis des années antérieures. Ce budget ne couvre pas le programme d'intervention sur les sites d'entreposage de bois traités (cours à poteaux) et les actifs pour lesquels un passif a été comptabilisé relativement à la mise hors service d'immobilisations dû à des obligations environnementales (note 3<sup>46</sup>).*

*Les efforts financiers nécessaires à la réalisation de ces travaux seront réévalués annuellement en fonction des obligations légales, des problématiques identifiées et des résultats des travaux de l'année précédente.*

Référence : HQD-7, doc. 1, page 12 et 13

---

initiale de la durée économique ne permette pas à elle seule de déterminer cette date, parce que l'entité pourrait avoir l'intention d'apporter des améliorations susceptibles de prolonger la durée de vie de l'immobilisation, ou pourrait différer le règlement de l'obligation au-delà de la durée économique de l'immobilisation. En pareil cas, l'entité regarderait au-delà de la durée économique de l'immobilisation pour déterminer la date de règlement ou la fourchette de dates de règlement potentielles à utiliser pour les besoins de l'estimation de la juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service de l'immobilisation.

<sup>42</sup> CPN-159 6 décembre 2005, Consensus à la question 2 b)

<sup>43</sup> Note originale du CPN-159 : id.

<sup>44</sup> CPN-159 6 décembre 2005, Consensus à la question 2 b)

<sup>45</sup> HQD-7, doc. 1, page 12

<sup>46</sup> Note 3 Voir HQD-8, document 2, section 1 (page 7) (lignes 7 à 11). En juin 2010, conformément au chapitre 3110 du manuel de l'ICCA, intégration des impacts de la réévaluation des obligations liées à la mise hors service des immobilisations, dont la valeur nette est de 6,5 M\$. Celles-ci concernent les centrales thermiques des réseaux autonomes, les parcs à carburants et un des postes de transformation de Menihék-Schefferville ;

Mais les mêmes principes énumérés ci-dessus, à propos de la nécessité d'obtenir et de compiler l'information suffisante *pour fixer de façon réaliste les échéances des obligations*<sup>47</sup>, s'appliquent à toutes les activités relatives à la réhabilitation des sites du Distributeur, qu'elles découlent de la *Gestion des cours de poteaux*, des actifs mis hors service ou de tout actif immobilier détenu par le Distributeur.

Il faut plutôt s'attarder aux principes de l'obligation financière, soit le coût lié à l'obligation de réhabilitation, de même qu'à la fixation d'échéances de ces obligations.

**La proposition du Distributeur d'intensification des travaux dans le cadre d'un programme structuré visant l'ensemble des propriétés**<sup>48</sup> **est conforme aux recommandations antérieures du GRAME. Cependant, le programme structuré visant l'ensemble des propriétés n'est pas déposé à l'appui de la demande d'approbation des coûts.**

**De notre compréhension et selon notre connaissance des faits basés sur l'étude des sites contaminés d'Hydro-Québec, dont un court balisage est présenté en annexe I, l'information (coûts et échéances) détenue par le Distributeur est soit insuffisante pour pouvoir fixer de façon réaliste les échéances des obligations relatives aux sites contaminés du Distributeur ou soit suffisante, mais non divulguée au présent dossier.**

**Pour ces raisons, le GRAME demande le dépôt au prochain dossier tarifaire de ce programme structuré visant l'ensemble des propriétés**<sup>49</sup>.

---

<sup>47</sup> R-3677-2008, Mémoire du GRAME-2, page 36

<sup>48</sup> Réponse à la question 3.4 de la FCEI, à la pièce HQD-13, doc. 5, p. 10

<sup>49</sup> Réponse à la question 3.4 de la FCEI, à la pièce HQD-13, document 5

***(2) Demande d'ajout à titre d'élément spécifique de l'élément protection de l'environnement***

**Le GRAME recommande à la Régie d'accepter le classement proposé par le Distributeur à titre d'élément spécifique pour l'élément *Protection de l'environnement* puisque ces coûts :**

- **doivent être évalués annuellement, suite aux résultats des travaux de caractérisation ;**
- **découlent notamment d'exigences externes (*obligations légales*) ; et**
- **ne remplacent pas d'autres éléments similaires déjà inclus dans ses activités courantes, comme les obligations liées à la mise hors service des immobilisations de 23 M\$<sup>50</sup>, ni ne remplacent les frais de réhabilitation des sols pour la *Gestion des cours de poteaux*.**

**Selon le GRAME, ces éléments sont conformes aux précisions de la Régie relativement aux justifications requises pour la détermination des éléments spécifiques, tel qu'il appert de la décision D-2010-022, par. 227<sup>51</sup>.**

---

<sup>50</sup> HQD-13, Document 6, R2.18 Page 13 de 39

<sup>51</sup> D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, page 59



## Rapport final sur le Projet Tarifaire Heure Juste

Le GRAME s'est impliqué (aux dossiers R-3644-2007, R-3677-2008, et R-3723-2010) dans l'analyse du balisage des compteurs avancés, du projet heure juste en lien avec la tarification dynamique et dans la technologie nécessaire à son implantation, soit le projet LAD.

Le GRAME est d'avis que la question des économies d'énergie liées à la tarification dynamique doit être étudiée en tenant compte des différences entre les marchés étudiés et les résultats obtenus, de même que des écarts retenus dans la mise en place des tarifs étudiés dans les projets pilotes.

Ces éléments feront partie des commentaires et analyses du GRAME, excluant, à la demande de la Régie (par. 81, D-2010-122), la question relative à la tarification dynamique.

*[81] Dans le cadre de ce dossier, l'examen du PTHJ est limité au projet tel que présenté. Avec ce projet, le Distributeur a exploré l'impact d'une tarification dynamique dans le secteur résidentiel sous certaines prémisses établies en 2007. La Régie veut s'assurer que tous les faits pertinents liés au projet pilote sont présentés et que les données, résultats et analyses sont bien compris. Ainsi, il n'est pas pertinent d'analyser ce projet pilote en regard de prémisses et d'hypothèses autres que celles utilisées. De plus, il est prématuré de discuter de l'implantation d'une tarification dynamique à court terme.*

*Référence : Décision D-2010-122,*

### **A) Structure des tarifs**

#### **Suivi de la décision D-2007-12 (Dossier R-3610-2006)**

Dans sa décision D-2007-12, la Régie guide le Distributeur dans l'établissement de tarifs qui seraient utilisés pour un projet pilote ayant comme objectif de tester les concepts de tarification, tout en tenant compte (1) des études de coûts marginaux de long terme et (2) de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique du gouvernement.

### **Tarification saisonnière au tarif D**

*La Régie constate que la tarification saisonnière pourrait reposer sur des bases très différentes dans les deux provinces étant donné que les profils de consommation sont différents. Cela ne signifie pas, toutefois, que la tarification saisonnière ne pourrait pas être applicable au contexte québécois.*

*En conséquence, la Régie demande que l'analyse soit refaite en s'appuyant notamment sur des études **de coûts marginaux de long terme**.*

Référence : Décision D-2007-12, (Dossier R-3610-2006), Page 82

*La Régie est intéressée par la tarification dynamique qui pourrait être associée à la lecture par radiofréquence. Elle invite le Distributeur à tenir compte, **dans la conception de ce projet**, de la proposition de tarification dynamique annoncée pour le prochain dossier tarifaire.*

*Ces propositions de réforme tarifaire devront tenir compte de l'importance des **coûts marginaux de long terme**, des orientations de la présente décision et de la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du gouvernement.*

Référence : Décision D-2007-12, (Dossier R-3610-2006), Page 84

Cependant, il faut comprendre de l'approche retenue par le Distributeur que le niveau des prix de la structure proposée des tarifs DA et DB, soit les tarifs Réso et Réso +, ne cherche pas à reproduire une tarification en temps réel.

*63.2. Veuillez commenter et faire le lien entre les coûts historiques de la réponse précédente et la structure des tarifs TDT et TPC proposée par le Distributeur.*

*Le niveau des prix de la structure proposée de tarifs DA et DB reflète les revenus requis, soit les coûts moyens encourus par le Distributeur pour la clientèle domestique. Les structures proposées des tarifs DA et DB reposent sur la structure des coûts marginaux : écart pointe hors / pointe et coût de puissance en hiver (voir la pièce HQD-14, document 3, lignes 18-19 de la page 89 et 1 à 9 de la page 90). **Elles ne cherchent pas à reproduire une tarification en temps réel. (Nous surlignons)***

Référence : R-3644-2007, HQD-15, Document 1, Page 25 de 91

Le Distributeur mentionnait au dossier R-3644-2007 qu'il propose d'utiliser « *La structure des coûts marginaux ... dans la conception d'un tarif dynamique.* ».<sup>52</sup>

*La structure du coût évité en énergie pour l'année 2007 et les suivantes reflète celle du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne soit une différenciation entre les heures en pointe sur une base annuelle sur le marché de New York (de 6 h à 22 h les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures de l'année). **L'écart de coût retenu est de 1,5 ¢/kWh.***

Référence : R-3644-2007, HQD-12, Document 5, page 12

Le Distributeur concluait que ce niveau de prix lui permettrait de récupérer les revenus requis et que l'écart retenu de 1,5 ¢/kWh pointe / hors pointe reflète la structure des coûts marginaux actuels.<sup>53</sup>

Par ailleurs, précisons que le coût évité de fourniture-transport du Distributeur se situe à 8,3 ¢/kWh (\$ 2007).

*Le Distributeur maintient son signal de coût évité pour le prix de l'énergie garantie sur une base annuelle, soit de 8,3 ¢/kWh (\$ 2007).*

*Ce prix croît à l'inflation pour les années suivantes. **De même, le signal de coût évité pour le prix de la puissance est maintenu à 10 \$/kW-an** (\$ 2006, annuité croissante à l'inflation). Ce prix reflète le coût de la puissance acquise sur les marchés de court terme pour 2007 et demeure une bonne référence pour l'indicateur de coût évité de puissance. La différenciation pointe et hors pointe applicable au prix de l'énergie est cependant accrue à 1,5 ¢/kWh, soit une hausse de 0,5 ¢/kWh par rapport au précédent signal de 1 ¢/kWh. Cet ajustement est cohérent avec les écarts de prix observés sur le marché de New York au cours des dernières années (voir tableau B-1 de l'annexe B).*

Référence : R-3644-2007, HQD-14, document 3, lignes 1 à 9 de la page 90

**De notre opinion, le projet mis en œuvre par le Distributeur ne reflète pas de façon claire l'étude des coûts marginaux de long terme, mais plutôt l'écart des coûts marginaux « .. observés sur le marché de New York au cours des dernières années<sup>54</sup> ».**

---

<sup>52</sup> HQD-12, Document 5, page 11

<sup>53</sup> HQD-15-07\_GRAME (f), Réponse à la demande de renseignement du GRAME no 2, page 65

<sup>54</sup> R-3644-2007, HQD-14, document 3, lignes 1 à 9 de la page 90

## **Suivi de la décision D-2008-024 (Dossier R-3644-2007)**

Outre la question des économies d'énergie potentielles, le GRAME se positionnait pour qu'un tel tarif soit calibré pour favoriser le lissage de la consommation, dont les avantages multiples (réduction graduelle du surdimensionnement des équipements, réduction des frais de transport) sont connus. Le GRAME concluait au dossier R-3644-2007, lors de l'analyse du projet heure juste déposée par le Distributeur, que la détermination des écarts est une question cruciale, puisque les résultats en économie de la facture pour la clientèle favoriseront le succès d'un tel tarif. Le GRAME indiquait à la Régie que l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe est insuffisant pour stimuler un changement d'habitudes de consommation d'électricité auprès des clients résidentiels et **qu'il serait approprié de se baser sur une mesure de l'élasticité du prix de la demande en énergie, tout en ayant comme principe une relative neutralité tarifaire,**<sup>55</sup> pour le Distributeur.

La Régie précise également que *l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe retenu pour structurer les tarifs DA et DB envoie un signal de prix insuffisant pour amener un changement de comportement durable.*<sup>56</sup> La Régie demandait au Distributeur « ...d'utiliser la version alternative du tarif DB » qui « ..présente un écart de 2,2 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe en hiver. »<sup>57</sup> De notre compréhension, la Régie demandait de ne pas utiliser l'écart de 1,5 ¢/kWh, même en été, et ce pour les deux tarifs, DA et DB. Quant au GRAME, il proposait d'expérimenter un écart de 2 ¢/kWh<sup>58</sup> sur une base annuelle tout en calibrant le tarif pour conserver sa neutralité, donc de permettre de vérifier les résultats d'un autre groupe ayant un écart de 2 ¢/kWh.

**L'objectif étant de mesurer l'élasticité prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec.**<sup>59</sup>

---

<sup>55</sup> R-3644-2007, mémoire GRAME, Rapport sur la tarification dynamique associée à la technologie des compteurs avancés, page 6

<sup>56</sup> D-2008-024, R-3644-2007, 2008 02 26, Page 105

<sup>57</sup> D-2008-024, R-3644-2007, 2008 02 26, Page 105

<sup>58</sup> R-3644-2007, mémoire GRAME, Rapport sur la tarification dynamique associée à la technologie des compteurs avancés, page 52

<sup>59</sup> R-3644-2007, mémoire GRAME, Rapport sur la tarification dynamique associée à la technologie des compteurs avancés, page 52

**Ce que le projet heure juste n'a pas fait. Il n'a pas testé un écart de 2,2 ¢/kWh, sauf pour les heures critiques du tarif Réso +, qui est une combinaison de coûts en puissance et d'écart entre les prix en pointe et hors pointe.**

Les raisons invoquées par la Régie ont été plaidées par le GRAME dans son rapport d'évaluation de la proposition de projet heure juste, soit qu'un (1) « ... écart de prix pointe/hors pointe plus important peut inciter davantage les clients résidentiels à modifier de manière durable leurs habitudes de consommation, ce qui est souhaitable au plan de l'intérêt public »<sup>60</sup> et (2) qu'un écart de 1,5 ¢/kWh envoie un signal de prix insuffisant.

*Tout d'abord, la Régie estime que l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe retenu pour structurer les tarifs DA et DB envoie un signal de prix insuffisant pour amener un changement de comportement durable.*

*Décision : La Régie demande au Distributeur d'utiliser la version alternative du tarif DB soumise en réponse à une question de la Régie. Ce tarif présente un écart de 2,2 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe en hiver.*

*La Régie est d'avis qu'un tarif qui comporte un écart de prix pointe/hors pointe plus important peut inciter davantage les clients résidentiels à modifier de manière durable leurs habitudes de consommation, ce qui est souhaitable au plan de l'intérêt public.*

Référence : D-2008-024, R-3644-2007, 2008 02 26, Page 105

Le Distributeur réfère dans sa preuve<sup>61</sup> à une décision de la Régie, D-2008-024, concernant la structure du tarif Réso+ et de l'écart de prix pointe / hors pointe de 1,5 ¢/kWh.

*En saison estivale, la structure du tarif inclut un écart annuel de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et ceux hors pointe, qui est basé sur le prix des approvisionnements offerts sur le marché de New York.*

Référence : D-2008-024, R-3644-2007, 2008 02 26, page 102

À la lecture de cette décision, il est mentionné **qu'en saison estivale** la structure du tarif proposé par le Distributeur *inclut un écart annuel de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et ceux hors pointe, qui est basé sur le prix des approvisionnements offerts sur le marché de New York.*<sup>62</sup>

---

<sup>60</sup> D-2008-024, R-3644-2007, 2008 02 26, Page 105

<sup>61</sup> HQD-12, document 5 page 5

<sup>62</sup> D-2008-024, page 102

Nous avons plutôt l'impression que l'écart utilisé représente l'écart entre les prix d'approvisionnements offerts sur le marché de New York, mais ne correspond pas au coût évité, donc aux prix du marché, en pointe et hors-pointe.

Concernant la structure du tarif Réso +, nous avons aussi l'impression que le coût en puissance de 10 \$/KW reflète les coûts d'approvisionnement pour les heures critiques, mais que l'écart choisi est calibré en fonction d'un écart prix pointe / hors pointe de 1,5 ¢/kWh<sup>63</sup>. Par conséquent, ces prix ne représentent pas les prix du marché, mais la différence entre les écarts observés sur ces marchés.

Par conséquent, il n'était probablement pas utile de retenir les écarts prix pointe / hors pointe sur les marchés, puisque les tarifs eux-mêmes ne représentent pas les coûts marginaux de long terme. **D'autres écarts auraient dû être testés, comme c'est le cas pour la plupart des autres projets pilotes expérimentés en tarification dynamique.**

Puisque le Distributeur semblait vouloir absolument retenir un écart de prix de 1,5 ¢/kWh, malgré la recommandation de la Régie, le GRAME demandait au présent dossier au Distributeur quelle en était la raison, soit s'il est plus difficile de créer et de calibrer un tarif dont les écarts sont plus substantiels.

*Il est relativement facile de créer des structures tarifaires avec une multitude d'écarts de prix entre les périodes de consommation. Toutefois, il est souhaitable, voire impératif, que les tarifs reflètent la structure des coûts marginaux d'approvisionnement afin d'obtenir le juste signal de prix.*

Référence : HQD-13, Document 6, R3.4, Page 16 de 39

Puisque, selon le Distributeur, *les tarifs reflètent la structure des coûts marginaux d'approvisionnement*, de notre compréhension, ils ne reflètent pas les coûts marginaux, mais la différence entre les écarts uniquement. Par conséquent, retenir uniquement les écarts ne fait pas sens. Par ailleurs, aucun autre projet pilote n'a retenu un tel écart en tarification dynamique.

**Le GRAME croit que la structure même des tarifs qui ont été analysés par le projet Heure juste ne permet pas de mesurer l'élasticité des prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec. Cet objectif aurait pu être atteint en comparant un tarif ayant un écart plus important entre *les prix en pointe et hors pointe* et un tarif ayant un écart moins important.**

---

<sup>63</sup> HQD-13, Document 6, R3.1, Page 14 de 39

**Les résultats du projet pilote, quoi qu'ils s'avèrent positifs en de nombreux points, et nous y reviendrons, ne permettent pas de conclure sur l'impact de la température sur les changements comportementaux lorsqu'un tarif différencié est utilisé.**

## **B) Sondage**

L'analyse des résultats du sondage pourrait permettre de découvrir les raisons pour lesquelles *les participants semblent moins convaincus qu'en 2008 sur la portée du projet pilote, surtout pour ce qui est d'affirmer qu'il est avantageux d'avoir la tarification différenciée du PTHJ.*<sup>64</sup>

*Par ailleurs, la très grande majorité des participants (86 %) considère toujours qu'il est important de faire une différence de tarification entre la consommation d'électricité en période de pointe et la consommation en période hors pointe ;*

*Cependant, les participants semblent moins convaincus qu'en 2008 sur la portée du projet pilote, surtout pour ce qui est d'affirmer qu'il est avantageux d'avoir la tarification différenciée du PTHJ (67 % vs 80 % en 2008).*

HQD-12, document 5, page 6

Le GRAME demandait au Distributeur de préciser s'il a été demandé aux participants pour quelles raisons ils sont moins convaincus qu'en 2008 :

*En 2008, 80 % des participants étaient d'accord (note de 7 et plus sur 10) avec l'affirmation « il est avantageux d'avoir la tarification différenciée du PTHJ ». En 2009, cette proportion passe à 67 %, d'où la conclusion à l'effet que les participants semblent moins convaincus qu'en 2008 de la portée du projet pilote.*

*Bien que l'écart entre les résultats de 2008 et 2009 ne soit pas aussi prononcé que pour l'énoncé précédent, deux autres énoncés du sondage relatifs à la portée du PTHJ peuvent fournir des éléments de réponse :*

- « *En consommant moins pendant les périodes de pointe, on abaisse les coûts d'approvisionnement en électricité pour la collectivité* » : 88 % en 2009 vs 92 % en 2008
- « *Le projet Heure Juste est tout à fait justifié pour préserver nos ressources collectives* » : 82 % en 2009 vs 88 % en 2008.

---

<sup>64</sup> HQD-12, document 5 page 6

Référence : HQD-13, Document 6, R3.2, Page 15 de 39

**Une analyse de l'ensemble des réponses des participants devrait être faite, puisque celles fournies par le Distributeur restent des questions d'ordre général d'opinions et non des demandes relatives aux raisons pour lesquelles leur opinion a changé entre 2008 et 2009. Le sondage nous apparaît incomplet.**

Le GRAME suggérait au Distributeur, qui n'est pas d'accord avec notre interprétation, que la baisse de l'intérêt des participants pouvait être le résultat du peu d'écart entre la tarification en période de pointe et celle en période hors pointe.

*Non, puisque les participants étaient soumis à la même structure de tarif en 2008.*

Référence : HQD-13, Document 6, R3.3, Page 15 de 39

La question précédente visait à comparer la structure de tarif avant le début du projet, avec celle du projet. Durant la première année, il semble évident que les répondants au sondage espéraient un résultat plus prometteur, mais qu'après l'avoir expérimenté, les participants ont conclu différemment.

**Les dates auxquelles les deux sondages ont été effectués sont importantes, dans la mesure où le répondant avait déjà pu analyser, ou pas, les résultats de sa participation lors du premier sondage. Donc, cela reste à être précisé pour permettre une analyse des réponses de 2008 et de 2009.**

**Enfin, une étude plus attentive des réponses serait importante, de même que la préparation d'un post sondage, préparé sur la base des réponses obtenues afin d'obtenir des précisions, serait utile à l'analyse des résultats du projet.**

### **C) Raisons de l'abandon du projet**

**L'analyse des raisons de l'abandon du projet permet de comprendre en quoi la structure des tarifs proposée peut en être responsable.**

*Les deux principales raisons pour abandonner le PTHJ, mentionnées spontanément par les répondants sont :*

- *le tarif peu avantageux / peur de perdre de l'argent*

*(...)*



*Lorsqu'on a demandé aux participants sous quelles conditions ils auraient poursuivi leur participation au PTHJ, ils auraient souhaité des périodes de pointe moins contraignantes (27 %) et des tarifs plus avantageux (23 %).*

Référence : HQD-12, document 5 page 11

Les répondants au sondage ont précisé les raisons pour lesquelles le tarif est peu avantageux comme suit :

*Les réponses données sont les suivantes (les répondants pouvaient donner plus d'une condition) :*

*Des taux plus avantageux 23 %*

*Plus d'information de la part d'Hydro-Québec 6 %*

*Plus de support / aide de la part d'Hydro-Québec 4 %*

*Un incitatif financier plus grand 4 %*

*Rien 16 %*

*Autre 20 %*

*NSP 16 %*

Référence : HQD-13, Document 6, R3.5, Pages 16 et 17 de 39

**Il semble que les taux retenus par le Distributeur ne seraient pas assez avantageux, selon les participants ayant abandonné le projet. Cette raison correspond à notre perception des tarifs proposés par le Distributeur.**

#### **D) Impact du tarif Réso+ pendant les heures critiques**

*La figure 5 montre les profils horaires moyens observés des 24 heures pour l'ensemble des 28 jours critiques de l'hiver du tarif Réso+ et du tarif D. Durant les heures de pointe, la puissance horaire au tarif Réso+ est plus faible que celle au tarif D et de façon plus marquée durant les deux blocs des heures critiques. En période hors pointe, une légère reprise est constatée.*

HQD-12, document 5 page 27 et 28

Concernant le tarif Réso+ pendant les heures critiques, l'analyse des résultats concernant la diminution de la consommation pendant les heures critiques s'avère statistiquement significative et démontre une réduction de 6%<sup>65</sup> de la consommation durant cette période.

---

<sup>65</sup> HQD-12, document 5 pages 29 et 30

Pour que cette réduction puisse être associée à une économie d'énergie nette, une reprise ne doit pas être constatée, donc un déplacement de la pointe ne doit pas être constaté. Le Distributeur nous le confirme : *Aucun déplacement significatif de la période de pointe vers la période hors pointe n'a été constaté. La reprise en période hors pointe est de 0,05 kW et elle n'est pas significative.*<sup>66</sup>

De plus, le Distributeur mentionne qu'aucun effacement significatif durant les journées critiques n'a été constaté, ce qui ne concorde pas avec les informations fournies précédemment, soit que « ..pendant ces périodes, les clients au tarif Réso+ ont réduit significativement leur charge moyenne de 0,27 kW, soit une réduction de 6 % au cours de cette période »<sup>67</sup>

**Par conséquent, la réduction de 6% pourrait être qualifiée d'économie d'énergie. Reste à comprendre d'où vient cette réduction. Le Distributeur aurait avantage à préciser cette donnée. La réduction de 6% proviendrait-elle en partie de la variable chauffage par exemple.**

Le tarif interruptible offre au Distributeur la possibilité d'effacer une partie de la demande en pointe, donc de transférer une demande de puissance de pointe vers une période hors pointe. Les avantages de ce tarif ont été analysés au dossier R-3603-2006<sup>68</sup>, dans lequel le GRAME prenait position en faveur de la proposition du Distributeur et de l'amélioration des avantages offerts à la clientèle de ce tarif.

Nous avons voulu faire un parallèle entre les deux tarifs, soit celui interruptible et le tarif Réso +, tel que conçu, afin de vérifier si les deux tarifs offrent des avantages comparables en termes de rentabilité financière pour la clientèle résidentielle et la clientèle du tarif interruptible. De notre compréhension, le tarif interruptible est un tarif volontaire, tout comme l'adhésion au tarif Réso +.

---

<sup>66</sup> HQD-13, Document 6, R3.8, Page 19 de 39

<sup>67</sup> HQD-12, document 5 pages 29 et 30

<sup>68</sup> R-3603-2006 : Demande d'approbation des dispositions tarifaires applicables aux options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours.

Le tarif interruptible n'est pas conçu sur le principe de neutralité tarifaire si le client ne s'interrompt pas, ce qui implique un changement de comportement lié à la mise en place d'un système de gestion de la consommation. Le tarif Réso +, conçu selon la neutralité tarifaire pour le client, n'implique pas de pénalité ou de hausse de la facture si le client ne change pas de comportement. Le GRAME ne réfère pas à la neutralité tarifaire pour le Distributeur, dont nous acceptons l'importance. Le GRAME réfère à la neutralité pour le client, ce qui est très différent, même si les deux sont liées.

*Le Distributeur le confirme*

*L'écart de 10 ¢/kWh entre les prix de pointe et de pointe critique du tarif Réso+ est basé sur un coût de puissance de 10 \$/kW réparti sur 100 heures en hiver. Le client qui déplace une charge de la pointe critique vers la période de pointe est rémunéré sur cette base. En contrepartie, le client ne s'engage pas à fournir un déplacement, ni un effacement et n'encourt aucune pénalité s'il ne déplace pas de charge. Dans le cas de l'électricité interruptible, les clients s'engagent à effacer une partie de leurs charges en hiver en retour d'un crédit fixe de 8,5 \$/kW de puissance interruptible effective (au lieu de 10 \$/kW), auquel s'ajoute un crédit variable pour les kWh non consommés et qui n'auront pas à être achetés sur les marchés externes. En contrepartie, contrairement aux clients du tarif Réso+, les clients qui adhèrent à l'option d'électricité interruptible encourent une pénalité s'ils ne s'interrompent pas.*

Référence : HQD-13, Document 6, R3.9, Pages 19 et 20 de 39

**Il semble plus facile de calibrer un tarif neutre pour le Distributeur, s'il est neutre pour le client, parce que dans le cas contraire, s'il n'est pas neutre pour le client, il faudrait mettre en place un mécanisme de remise des gains en cas de trop-perçus, ou au contraire, un mécanisme de gestion des écarts et d'ajustement tarifaire à postériori, dans le cas où le client se voit rémunéré au-delà des coûts du Distributeur. Ce qui n'est pas souhaitable et va à l'encontre d'un bon signal des coûts. Un des représentants du Distributeur, lors de la rencontre portant sur le projet heure juste mentionnait avec justesse, que si cela était le cas, les clients des autres tarifs assumeraient cette différence, ce qui n'est pas souhaitable.**

**On constate que la problématique de la question de la neutralité tarifaire nuit à l'établissement de tarifs qui peuvent résulter en un (1) effacement plus significatif et (2) à des économies d'énergie plus intéressantes.**

Une analyse plus poussée des différences entre le tarif interruptible et les tarifs expérimentés dans le projet heure juste serait souhaitable, afin de convenir d'un mécanisme d'ajustement des écarts d'un tarif dynamique, pour lequel ce projet a été mis en place. Même si l'objet de cette présente analyse ne porte pas sur la tarification dynamique, le but de ce projet est de tester une telle tarification et ses outils de mise en œuvre.

### **E) Impact de la température sur l'effritement**

Puisqu'un effritement a été constaté dans les résultats entre les années 2008 et 2009, la question de la variation de température entre les années 2008 et 2009 se pose comme piste de solution, tout comme la question du peu d'avantage financier à une modification du comportement des participants, puisque le calibrage du tarif est neutre pour le client.

Dans la recherche de pistes d'explication sur ce phénomène d'effritement des résultats, il a été mentionné, suite à une demande du GRAME lors de la journée de rencontre, que l'impact de la température de la journée ou des journées qui précèdent les heures critiques sur les résultats d'appels de charge a été pris en compte. Le Distributeur précise sa réponse, soit de quelle manière cette variable est prise en compte en fonction des variations de température entre les trois villes.

*Le Distributeur a tenu compte, tel que mentionné à la réponse 3.6, de la variable température pour chacune des villes. La variable température retardée n'a, toutefois, procuré aucune valeur ajoutée aux résultats du projet, et ce, pour aucune des villes.*

Référence : HQD-13, Document 6, R3.10, Pages 20 et 21 de 39

Reste à expliquer en quoi une ou des journées plus chaudes avant le déclenchement de la période critique peuvent influencer l'enveloppe thermique et le confort des participants au projet pilote et donc modifier les résultats lors des heures critiques, puisque le Québec est champion des variations de température. Nous comprenons que l'analyse des résultats uniquement sur deux années consécutives, dont les variations de températures significatives ont été observées, n'est pas suffisante pour conclure sur l'impact des variations de température entre les deux années 2008 et 2009 et l'impact entre les températures d'une journée à l'autre, bien que le Distributeur mentionne que **la variable retardée ne procure aucune valeur ajoutée, sauf dans une certaine mesure à Val d'Or.**<sup>69</sup>

---

<sup>69</sup> Référence : HQD-13, Document 6, R3.12, Page 21 de 39

Pour ce qui est de demander aux participants pourquoi ceux-ci ont réagi ainsi, causant un effritement des résultats, la réponse du Distributeur<sup>70</sup> ne nous renseigne pas adéquatement, parce que la question posée aux participants ne visait pas à obtenir une réponse directe portant sur le comportement des participants en fonction de la température observée ou vécu selon les villes.

*La comparaison des résultats du sondage réalisé à deux reprises, à un an d'intervalle, auprès de l'ensemble des participants permet de comprendre en partie l'effet d'effritement. Voir à ce propos la réponse à la question 3.2.*

Référence : HQD-13, Document 6, R3.14, Page 22 de 39

**Par contre, au moment de la préparation des questions pour les sondages, les résultats compilés n'étaient probablement pas tous connus. Une liste de demandes précises pourrait être préparée pour un sondage post projet pilote, mais reste à en déterminer l'utilité globale en fonction des éléments à éclaircir.**

#### **F) Gain sur la facture**

*Pour la période de 12 mois qui s'étend du 1er décembre 2008 au 30 novembre 2009, les participants au PTHJ ont vu leur facture d'électricité diminuer par rapport au tarif D.*

*Cette diminution a été en moyenne de 30,75 \$ dans le cas du tarif Réso+ et de 2,11 \$ dans le cas du tarif Réso. Ces gains ont également été calculés pour les MFR ; ils s'élèvent à 24,04 \$ au tarif Réso+ et à 2,56 \$ au tarif Réso.*

Référence : HQD-12, document 5 pages 29

Comme mentionné précédemment, le GRAME est d'avis que si la différence entre la pointe et hors pointe avait été plus substantielle, comme par exemple de 2, ou 3 cents, avec le même calibrage neutre, les résultats obtenus auraient pu démontrer plus d'économies d'énergie et probablement plus d'effacement à la pointe. Conséquemment, la facture de la clientèle aurait été inférieure.

---

<sup>70</sup> HQD-13, Document 6, R3.14, Page 22 de 39

La simulation d'une différence plus importante de l'ordre de 2, 3 cents ou même 5 cents pourrait engendrer une réaction d'élasticité au prix de l'offre, entre la pointe et hors pointe pour le tarif Réso. Pour réaliser une telle simulation, il faudrait utiliser une courbe estimative de ces réactions en fonction de la modification des tarifs. Pour ce faire, les données nécessaires résulteraient de l'étude de deux groupes, dont les tarifs sont calibrés avec une certaine marge différentielle.

Dans l'étude en cours, le tarif Réso + offre des avantages supérieurs à la clientèle en possibilités d'économies et d'effacement. Fait intéressant, les résultats de ce tarif en termes d'économies d'énergie, qui sont reconnus comme étant significatifs statistiquement, sont encourageants. Il est dommage que le Distributeur ait maintenu sa position d'expérimenter un tarif Réso avec une aussi faible différenciation entre le prix en pointe et celui hors pointe d'aussi peu que  $1,5 \text{ ¢/kWh}$ , malgré la décision de la Régie<sup>71</sup>. En effet, les seuls résultats intéressants résultent du tarif Réso +, par lequel le Distributeur a osé un peu plus de différenciation dans le tarif proposé.

Nous souhaitons que le Distributeur aille plus loin dans sa réflexion et qu'il propose une tarification dynamique qui incorpore les conclusions qui sont à l'effet que peu d'économies sont générées par un tarif dont les écarts pointe/hors pointe sont faibles. Autre fait important, la population du Québec est prête et enthousiaste à une telle tarification. Le tarif proposé devra être à la hauteur des attentes de la clientèle qui y adhérera pour en assurer le succès. L'effacement de la pointe est l'objectif poursuivi par un tel tarif avec tous les avantages pour la société québécoise que cela comporte. Comme la Régie a limité<sup>72</sup> l'enjeu à l'étude des résultats du rapport du projet heure juste et ne souhaite pas aborder la question de la tarification dynamique, le GRAME limite donc son analyse à ces commentaires, qui sont tout de même en lien avec l'objectif du projet, soit l'expérimentation de la tarification dynamique et des outils de mise en œuvre.

---

<sup>71</sup> D-2008-024, R-3644-2007, 2008 02 26, Page 105

<sup>72</sup> D-2010-122, R-3740-2010, 2010 09 15, para. 81

## G) Résultats et impacts énergétiques

**Les objectifs du GRAME dans cette section visent à vérifier si le modèle d'analyse des variables explicatives permettrait de cibler à la fois les déplacements de charges et les économies d'énergie réalisées pour chacun des deux tarifs du projet.**

*En matière de méthodologie, l'impact des tarifs sur les profils de charge est déterminé à partir des modèles de régression qui utilisent les données observées de chacun des groupes d'échantillon (participant et témoin). Ces modèles permettent, sur la base de variables explicatives, d'isoler l'impact de la tarification pour les participants aux tarifs Réso+ et Réso, en quantifiant la différence de puissance moyenne appelée par rapport à leur groupe témoin respectif.*

*Le seuil de signification a été fixé à 10 %. Ceci veut dire que la probabilité de confirmer à tort l'existence d'un impact attribuable aux tarifs du projet pilote est inférieure à 10 %.*

*Dans le cas des résultats non significatifs, cette probabilité est supérieure à 10 %.*

Référence : HQD-12, document 5 page 26

Nous avons d'abord voulu confirmer quelles variables explicatives ont été retenues et celles qui ont été écartées dans le modèle de régression utilisé, ce que le Distributeur nous précise :

*Les facteurs qui ont été mesurés dans le cadre du projet pilote et pouvant influencer l'appel de puissance sont soit (1) des facteurs variant entre les différents individus du projet mais fixes pour toute la durée du projet ou (2) des facteurs identiques pour tous les clients mais variant dans le temps.*

*Les facteurs fixes (1) sont :*

- le tarif (DA, DB, D) ;
- la ville ;
- le nombre d'enfants dans le ménage ;
- le mode d'occupation (propriétaire, locataire) ;
- le type d'habitation (maison individuelle, maison jumelée ou en rangée, duplex ou triplex, immeuble à logement, autres) ;
- le type d'énergie (électrique, mazout, gaz, bois, autres) ;
- la catégorie de revenu (ménage à faible revenu ou non) ;
- la trousse en efficacité énergétique (reçue ou non) ;
- l'afficheur (présent ou non).

*Les facteurs variables (2) sont :*

- *les heures, les jours et les mois ;*
- *la température ;*
- *la température retardée (température des périodes précédentes).*

*Deux types de modèles ont été utilisés. Un premier modèle pour estimer l'impact des tarifs Réso+ et Réso pour chacune des périodes analysées et pour chacune des villes et un second pour analyser l'effet de la température par ville et pour analyser les sous-groupes (afficheur, ménages à faible revenu et la trousse en efficacité énergétique).*

*Le premier modèle permet de dégager l'écart entre les appels de puissance des participants et des témoins. Les variables considérées dans ce modèle sont le tarif, la ville, le temps et les interactions entre ces trois variables. Rappelons que les échantillons ont été constitués de façon à ce qu'ils présentent le plus de similitudes possibles. Ainsi, les facteurs fixes, mis à part le tarif et la ville, n'apportent aucune valeur ajoutée aux résultats de ce type de modèle et n'ont par conséquent pas été retenus. Il en est de même pour la température (facteur variable), qui est identique pour chacun des groupes et n'a pas été considérée à ce stade de l'analyse.*

*Le deuxième modèle permet, d'une part, d'évaluer l'effet de la température sur les résultats du projet et, d'autre part, de faire l'analyse des sous-groupes. Pour ce modèle, l'ensemble des facteurs fixes et variables ainsi que leurs interactions possibles ont été utilisés.*

Référence : HQD-13, Document 6, R3.6, Pages 17 et 18 de 39

### **Utilisation du premier modèle**

Une question se pose dans l'analyse des résultats et l'utilisation du premier modèle pour dégager les écarts entre les appels de puissance des participants et des témoins, soit la présence de clientèle ayant un chauffage d'appoint. En effet, nous n'avons pas de comparaison précise entre le nombre de participants et le nombre de témoins détenant un chauffage d'appoint. Il est possible que les participants soient plus enclins à utiliser de tels systèmes d'appoint en période critique que le groupe témoin. Nous suggérons au Distributeur de clarifier cette information.

### **Utilisation du deuxième modèle**

La même question demeure concernant le modèle deux, même si la variable chauffage d'appoint est retenue dans le modèle d'analyse, à savoir si les deux groupes sont semblables sur le chauffage d'appoint et s'ils ont le même comportement.



### ***Phénomène de réduction de consommation de chauffe en période de pointe***

Au dossier R-3644-2007, le phénomène de réduction de consommation de chauffe en période de pointe suivi du phénomène de reprise de la charge était l'une des préoccupations du Distributeur. L'importance de conclure sur la variable chauffage, dont il a été question de nombreuses fois aux dossiers R-3579-2005 et R-3610-2007, demeure non résolu, malgré les résultats positifs constatés au présent dossier.

Selon le GRAME, le projet pilote proposé par le Distributeur était une opportunité pour conclure sur l'impact de la chauffe des locaux et sur la nature de l'effacement et de la réduction de la consommation pouvant être envisagée à grande échelle.

### ***Paramètres du projet pilote***

Puisque comme le mentionnait le Distributeur, *la demande en électricité des ménages est liée à la température*<sup>73</sup>, les paramètres du projet pilote ont pris en compte les déplacements de charges en fonction des zones climatiques.

*Puisque la demande en électricité des ménages est liée à la température, le Distributeur souhaite évaluer les déplacements de charges selon différentes zones climatiques.*

*Le Distributeur souhaite également vérifier si l'offre d'un accompagnement en efficacité énergétique peut améliorer l'effet d'une tarification dynamique. Il s'agit ici d'offrir de l'information sur les gestes qui peuvent être posés pour réduire la demande en pointe, sur les accessoires qui peuvent être utilisés pour certains usages (minuterie) ou sur les options disponibles.*

*Le Distributeur souhaite également étudier plus à fond l'impact de la TDT pour les ménages à faible revenu auxquels un accompagnement en efficacité énergétique sera également offert.*

Référence : R-3644-2007, HQD-12, Document 5, Page 42 de 135

Mais des questions restaient en suspens : soit (1) la détermination d'une zone de confort pour la chauffe en période de pointe ; (2) l'identification de la réduction de la facture envisageable suite à une baisse de la température dans cette zone de confort ; (3) l'ordre de grandeur de la récupération de charge consécutive à la pointe ; et (4) la valeur de l'effacement et celle des économies réelles en énergie. Ces questions ont été partiellement répondues par le projet pilote.

---

<sup>73</sup> R-3644-2007, HQD-12, Document 5, Page 42 de 135

*Le Distributeur se questionne sur les possibilités de réduire significativement une charge de chauffage, surtout lorsque les périodes de pointe peuvent s'étendre sur plusieurs heures, voire plusieurs journées. De plus, il est préoccupé par le phénomène de reprise de la charge qui suivrait inévitablement une période prolongée de réduction de la charge de chauffage.*

Référence : Décision D-2006-34, page 88

Par exemple, au présent dossier, le Distributeur confirme ne pas avoir constaté de reprise significative de la consommation après la période critique pour le tarif Réso +.<sup>74</sup>

Reste donc à cibler la valeur relative de l'effacement, par rapport à celle des économies réelles d'énergie. Reste à déterminer si une tarification plus audacieuse permettrait des résultats plus probants, comme plus d'effacement, avec une reprise ou sans reprise significative et plus d'économies d'énergie.

Reste aussi à déterminer, si outre l'effacement constaté entre 2008 et 2009, une continuité dans un tel tarif modifierait les investissements consentis (enveloppe du bâtiment, appareil performant, etc.) pour réaliser des économies d'énergie et agirait sur la tendance globale.

L'exemple de l'Ontario démontre que nous ne sommes pas les seuls à avoir de la difficulté à séparer l'impact (effacement) résultant de la tarification, donc du signal de prix, et l'impact résultant des mesures prises pour réduire la demande, comme par exemple les thermostats électroniques, ou l'achat d'équipements plus performants.

*It is difficult to estimate energy savings and demand reduction opportunities that can be directly attributed to this Conservation category. However, these programs do contribute to creating an environment where other more discrete programs may be more effective because the market for them has been primed.*

Référence : [http://www.powerauthority.on.ca/Storage/50/4534\\_D-4-1.pdf](http://www.powerauthority.on.ca/Storage/50/4534_D-4-1.pdf)

En effet, les principes de gestion de la demande et de conservation représentent dans le plan d'ensemble de l'Ontario environ 20 % des objectifs d'économies, soit 390 MW. De cet objectif, il a été estimé que 176 MW proviennent du programme des compteurs intelligents à l'horizon 2010, soit de la réaction de la clientèle au signal de prix. Cette évaluation n'est pas clairement attribuée à l'un des concepts énumérés. On comprend donc que la différence entre 390 MW et 176 MW, soit 214 MW provient soit de l'impact de la tarification horo-saisonnière, soit en partie de la « Conservation behaviour » ou des deux à la fois. **L'OPA mentionne qu'il est difficile cependant de quantifier la partie résultant du dernier concept.**

---

<sup>74</sup> HQD-12, document 5 page 27 et 28

Comme le mentionnait le GRAME dans son mémoire au dossier R-3644-2007, ces variables sont bien expliquées par les concepts de « *Demande management* », de « *Conservation behaviour* » et de « *energy efficiency* ». En effet, la « *Demande management* » survient lorsque les consommateurs réduisent leur demande en électricité durant les heures de pointe et les transpose aux heures hors pointe. Alors que la « *Conservation behaviour* » apparaît lorsque les consommateurs réduisent volontairement leur consommation d'électricité en réduisant l'activité qui demande de l'électricité (par exemple réduire l'usage de l'air climatisé en agissant sur la température voulue et programmée). Tandis que celui relatif à l'« *Energy efficiency* » survient lorsque des consommateurs réduisent leur consommation d'électricité, mais conservent le même niveau de service. (ex. : remplacer un vieil équipement par un modèle consommant moins d'énergie). L'efficacité énergétique représente dans le plan d'ensemble de l'Ontario 65 % des objectifs d'économies, soit 620 MW.<sup>75</sup>

### ***La gestion du chauffage électrique***

**Le GRAME retient que certaines informations auraient avantage à être soumises en parallèle aux résultats du projet pilote. Par exemple, l'application de mesures de gestion de type interruptible (chauffe-eau, etc.), ou de température cible des locaux en période critique permettrait probablement de cibler la valeur estimative d'effacement pour 100 000 clients, si elles étaient appliquées uniformément.**

**Avec les données dont dispose le Distributeur, on pourrait déterminer, comme le GRAME le suggérait au moment du dépôt du projet pilote pour approbation par la Régie, combien d'électricité nécessite l'atteinte d'un degré supplémentaire de température au Québec lorsqu'il fait moins - 20° C. Cette valeur estimative pourrait être faite sous forme de tableau avec un nombre plus important de variables afin de comprendre la valeur de l'effacement possible dans un contexte québécois de la chauffe des locaux.**

**Avec ces valeurs estimatives, il serait possible de calibrer un tarif, qui inclut un programme de gestion de la demande à distance portant sur la température cible des locaux. Puisque le tarif est volontaire, la clientèle y adhérerait avec une connaissance estimative de ses économies potentielles, donc en toute connaissance de cause, ce qui n'est pas le cas présentement avec les tarifs Réso et Réso + qui ont fait l'objet du projet pilote.**

---

<sup>75</sup> Référence : [http://www.powerauthority.on.ca/Storage/50/4534\\_D-4-1.pdf](http://www.powerauthority.on.ca/Storage/50/4534_D-4-1.pdf) ).

## **Investissements en pérennité et performance du réseau : Suivi de la décision D-2010-022**

Le GRAME souhaite s'assurer que le Distributeur tienne compte des risques environnementaux dans l'analyse de sa stratégie d'investissements en pérennité et du niveau d'investissements requis pour assurer la protection de l'environnement. Rappelons que la prise en compte des risques environnementaux est directement liée aux coûts nécessaires pour rencontrer les obligations réglementaires résultant d'une contamination. Rappelons à cet égard que selon la preuve déposée au dossier R-3738-2010, le Transporteur devra déboursier une somme de l'ordre de 6 M\$ liée à la réhabilitation du poste du Bout-de-l'Île<sup>76</sup>, pour n'en nommer qu'un seul. Les pratiques de protection de l'environnement mises en place par le Distributeur détermineront notamment les coûts de remise en état de sites. D'autre part, les politiques retenues en pérennité, soit par exemple le remplacement des transformateurs de puissance, ou des transformateurs de mesure pouvant contenir des BPC, assureront au Distributeur le contrôle et la réduction des coûts de réhabilitation et en limitera leur croissance.

Il serait hasardeux de prétendre que les impacts sur l'environnement n'occasionnent pas d'impact sur les coûts, les deux étant liés directement.

Par conséquent, le GRAME souhaite s'assurer que les éléments déclencheurs de remplacement des équipements du Distributeur tiennent compte des risques environnementaux liés notamment au risque de contamination des sols par des huiles ou autres substances dangereuses survenant lors de bris d'équipements en fin de vie utile. Le GRAME mise sur la prévention de la croissance des coûts liés à la réhabilitation de l'environnement.

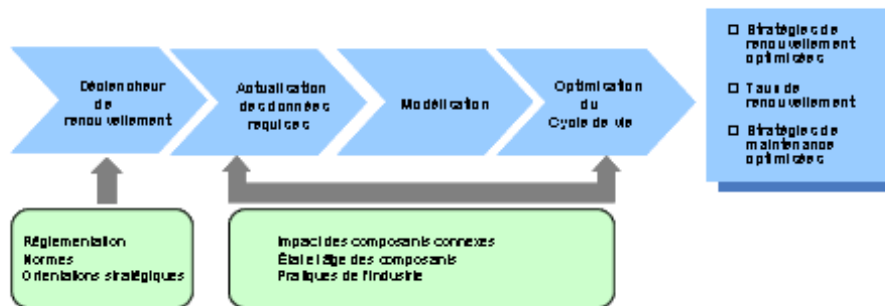
---

<sup>76</sup> R-3738-2010, HQT-4, Document 2, page 8

## Démarche de révision des stratégies de maintenance et de renouvellement

*Le Distributeur procède actuellement à la révision des stratégies de maintenance et de renouvellement des principaux actifs de son réseau de distribution, soit les poteaux, les conducteurs, les câbles et les transformateurs. Ces révisions s'effectuent en ayant pour **objectifs la réduction des coûts** tout en maintenant la solidité et la performance du réseau de distribution. Par souci de rentabilité, le Distributeur vise à optimiser le cycle de vie de ces actifs. (nous surlignons)*

**Figure 1**  
**Démarche de révision des stratégies de maintenance et de renouvellement**



*Le moment jugé opportun pour le renouvellement d'un actif est celui qui tient compte des éléments déclencheurs de remplacement tout en minimisant les coûts, et ce, tout au long de son cycle de vie.*

*Pour déterminer ce moment, le Distributeur «modélise» des stratégies de renouvellement, telles la reconstruction partielle ou la reconstruction complète de son réseau de distribution, en considérant les cycles d'inspection des actifs et les interactions entre les composants, notamment dans la phase d'optimisation.*

Référence : HQD-8 Document 5, Annexe 1, Page 21 et 22

Le Distributeur mentionne procéder à la révision des stratégies de maintenance et de renouvellement des principaux actifs de son réseau de distribution, soit les poteaux, les conducteurs, les câbles et les transformateurs, et que l'objectif prévalent est **la réduction des coûts**.

Pour situer le débat, l'augmentation des coûts en réhabilitation des sols peut résulter d'équipements en fin de vie utile, comme pour le cas des transformateurs de puissance et de mesure, comportant une plus grande probabilité d'occurrence de fuites de substances dangereuses, d'où l'importance de tenir compte de ces coûts et de mettre en place une stratégie de maintenance et de renouvellement des équipements permettant de les réduire.

Outre le fait que ces fuites nuisent à l'environnement, celles-ci peuvent être évitées et réduire les coûts de récupération qui y sont associés.

Le Distributeur nous précise que les objectifs de réduction des coûts<sup>77</sup> visent les coûts *associés à la maintenance, au dépannage et au renouvellement des équipements*<sup>78</sup> et ne tiennent pas compte de la réduction des coûts reliés à la réhabilitation des terrains dans sa stratégie, puisque cette *stratégie n'implique que les équipements du Distributeur*<sup>79</sup>

**Donc, contrairement au Transporteur, qui dans sa stratégie de pérennité retient un critère de protection de l'environnement à la hauteur de 10%, lorsque vient le temps d'évaluer un risque lié à la pérennité des équipements, le Distributeur évacue cette question pourtant pertinente.**

Il est évident que le GRAME ne discute pas de réduction directe des coûts de réhabilitation, mais de réduction des coûts dans le cadre de la gestion de la pérennité des équipements. Les impacts d'un équipement en fin de vie utile sont nombreux, comme les impacts sur le nombre de pannes de courant, les interruptions de service, les risques d'explosion et de feu, ainsi que sur les risques d'encourir des coûts de réhabilitation suite à une fuite d'un transformateur de puissance. Ils doivent être pris en compte globalement, mais également spécifiquement.

Le GRAME s'est impliqué sur cette question dans les dossiers relatifs à la Stratégie de gestion de la pérennité des équipements développée par le Transporteur, notamment aux dossiers R-3641-2007, R-3669-2008 et R-3708-2009.

Le GRAME avait soulevé de nombreux éléments de la Stratégie du Transporteur, concernant notamment la gestion centralisée pour l'administration et la gestion des besoins pour ces équipements, afin qu'elle tienne compte de la fin de vie utile et de la problématique de la présence des BPC dans notamment les transformateurs de mesure.

Nous vous soumettons cet exemple afin de démontrer la pertinence de tenir compte des facteurs de risque environnementaux. Il serait anormal que le Distributeur n'en tienne pas compte, alors que son vis-à-vis intègre ce critère de risque dans ses analyses et dans les décisions prises pour le renouvellement de ses équipements.

*La gestion centralisée des besoins pour les transformateurs de mesure aura lieu en 2010 et tiendra compte des facteurs de risque, incluant les risques environnementaux.*

Référence : Dossier R-3706-2009, HQT-13, Doc. 7, Réponse à la demande de renseignements du GRAME, R9.4, page 18

---

<sup>77</sup> HQD-8 Document 5, Annexe 1, Page 21 et 22

<sup>78</sup> HQD-13, Document 6, R4.2, Page 24 de 39

<sup>79</sup> HQD-13, Document 6, R4.2, Page 24 de 39

Le GRAME soumet un court extrait de la décision D-2008-020, où il est fait mention des demandes du GRAME au dossier du Transporteur portant sur les investissements, et où il est également fait mention *que le Transporteur tient déjà compte des impacts environnementaux dans sa grille d'analyse à raison de 10 % de la cote totale de l'impact.*

Le GRAME vous réfère également à son mémoire du dossier R-3670-2008, où il est question de la stratégie de la pérennité des équipements du Transporteur (GRAME-1 R-3670-2008). Il est clair que le Transporteur retient dans son analyse un critère relatif au risque pour l'environnement, lequel est lié notamment aux coûts de réhabilitation résultant de fuites, d'accidents, d'explosions d'équipements qui contiennent des substances toxiques et interdites dans l'environnement.

La Régie, dans sa décision D-2008-020, dossier R-3641-2007, s'exprimait ainsi suite à l'intervention du GRAME :

*Selon le GRAME, la méthodologie utilisée par le Transporteur devra être raffinée. L'intervenant suggère que le Transporteur évalue la possibilité de faire appel à des ressources externes (humaines et matérielles), lorsque requis, pour réaliser des travaux en pérennité afin de réduire et de stabiliser le niveau de risque. Le GRAME demande également à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il ajoute deux critères de pérennité aux équipements contenant des biphényles polychlorés (BPC), tel que l'intervenant l'avait déjà demandé dans le dossier antérieur. Il propose également que la cote de 10 % pour l'environnement soit augmentée à 25 % pour les transformateurs jugés à risque*

Décision D-2008-020, Pages 11 et 12

*À l'égard des préoccupations exprimées par le GRAME, la Régie constate que le Transporteur tient déjà compte des impacts environnementaux dans sa grille d'analyse à raison de 10 % de la cote totale de l'impact. Selon la Régie, la grille d'analyse tient suffisamment compte des impacts environnementaux, considérant l'ensemble des autres facteurs devant être pris en compte en gestion de la pérennité des actifs. Enfin, elle ne voit pas l'utilité d'ajouter d'autres critères de pérennité.*

Décision D-2008-020, Page 14

Parmi les éléments déclencheurs illustrés à la figure 1 apparaissent les éléments réglementation, normes et orientations stratégiques. Le Distributeur précise certains éléments déclencheurs liés à la réglementation et aux normes qui ont été déclencheurs de renouvellement, comme la réglementation relative à la gestion des BPC, ce qui fait sens.

*La figure 1 démontre un processus générique. En ce qui a trait à la réglementation, l'exemple de réglementation relative à la gestion des BPC peut être cité. Pour ce qui est de normes, la référence au standard CEATI est un exemple.*

Référence : HQD-13, Document 6, R4.4, Page 25 de 39

Le GRAME avait demandé du Transporteur la mise en place de critères spécifiques liés à la présence de BPC, dans notamment les transformateurs de mesure datant d'avant l'interdiction d'importation et d'achat. Il fait sens que dans la « *Démarche de révision des stratégies de maintenance et de renouvellement* », le Distributeur tienne compte de l'impact de la réglementation relative à la gestion des BPC. Cependant, le Distributeur doit aller plus loin que de s'en tenir à la réglementation, et s'assurer au cas par cas de l'état d'un équipement et des risques qu'il comporte sur l'environnement et sur les coûts de réhabilitation qui en découleront.

*Le GRAME fait état de ses préoccupations face à la présence de BPC dans certains équipements. Il fait notamment référence à un projet de règlement sur les BPC qui, s'il était adopté, pourrait avoir des impacts sur la gestion des inventaires des équipements du Transporteur.*

Décision D-2008-020, Page 18

Le Distributeur confirme que pour certains équipements, la stratégie de renouvellement du Distributeur s'effectue à la pièce, en fonction par exemple des risques liés aux fuites, bris et explosions de ces équipements,<sup>80</sup> ce qui répond à la préoccupation du GRAME, de s'assurer, au-delà des normes et règlements, des impacts des équipements au cas par cas.

---

<sup>80</sup> HQD-13, Document 6, R4.5, Page 25 de 39



**Il serait opportun que le Distributeur dépose une stratégie de pérennité des équipements qui soit plus détaillée et qui permette de savoir dans quelle mesure les investissements en pérennité deviendront une source de croissance significative des coûts. De notre expérience des demandes tarifaires du Distributeur, une telle stratégie n'a pas été déposée pour examen devant la Régie de l'énergie, comme l'a fait le Transporteur.**

**Le GRAME demande le dépôt d'une stratégie de gestion de la pérennité des équipements du Distributeur au prochain dossier tarifaire.**

## **Conclusion**

### **COÛTS ASSOCIÉS AUX STRATÉGIES DE GESTION DES APPROVISIONNEMENTS ET DES SURPLUS**

Dans le cadre de la stratégie de gestion des approvisionnements et des surplus, le Distributeur propose de réaliser une ou des transactions de nature financière en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties et ce, à propos de l'énergie ne pouvant plus être différée.

Le rôle d'Hydro-Québec Distribution n'est pas de négocier la vente d'énergie hors-Québec. Ce rôle est déjà rempli, et peut l'être avec plus d'efficacité, par Hydro-Québec Production. Par conséquent, la proposition du Distributeur de réaliser une ou des transactions de nature financière en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties et ce, à propos de l'énergie ne pouvant plus être différée fait sens

Dans le cadre de la stratégie de gestion des approvisionnements et des surplus, le GRAME recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de réaliser une ou des transactions de nature financière en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties et ce, à propos de l'énergie ne pouvant plus être différée.

### **COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE**

#### **Paramètres du modèle d'établissement des charges d'exploitation et Critères d'établissement et de reclassification des éléments spécifiques**

##### **A) Principes et critères soutenant la classification des charges (générales ou éléments spécifiques)**

De l'avis du GRAME, la réduction des éléments spécifiques pour éviter la « prétextation » de détournement de charges vers les éléments spécifiques invoquée par l'AQCIE/CIFQ, sans élément de preuve de ces faits, ne doit pas nuire au suivi de ces éléments, lorsqu'il est pertinent de suivre leur évolution et pertinent de ne pas les inclure dans les charges globales.

## **B) Demande d'ajout d'un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$**

Le GRAME recommande à la Régie de modifier la proposition du Distributeur afin d'y ajouter une condition, donc de modifier la proposition par le texte suivant :

*Ajout d'un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$<sup>81</sup> dans les cas où ces coûts ne peuvent raisonnablement dépasser 2\$M, sans être sujets à une restriction budgétaire<sup>82</sup> ET qu'ils ne découlent pas d'exigences externes non en lien avec ses activités courantes de distribution d'électricité.<sup>83</sup>*

## **C) Proposition de critères de reclassification vers les activités de base**

Le GRAME recommande que le Distributeur dépose toute demande de reclassification accompagnée de l'analyse du caractère stable (réurrence, valeur monétaire, horizon considéré) de l'élément spécifique faisant l'objet d'une demande de reclassification.

## **Demande d'ajout et de retraitement d'éléments spécifiques**

### **A) Demande de reclassification de la gestion des cours d'entreposage de poteaux.**

Le Distributeur n'a pas une connaissance précise des différentes solutions qui devront être mises en place pour la gestion future des vingt grandes cours d'entreposage qui seront conservées, puisque

(1) le bilan des essais pilotes et l'analyse technique des données disponibles du suivi des différents systèmes et une analyse de cycle de vie des différentes solutions<sup>84</sup> doit être réalisé en 2011 ;

(2) selon le Distributeur, ces données seront ensuite présentées au MDDEP dans le cadre des discussions en cours<sup>85</sup> ;

(3) les cibles de performance ne sont pas encore convenues conjointement entre le Distributeur et le MDDEP<sup>86</sup> ;

---

<sup>81</sup> HQD-7, doc. 1, page 11

<sup>82</sup> D-2010-122, R-3740-2010, 2010 09 15, paragraphe 30

<sup>83</sup> D-2010-022, R-3708-2009, 2010 03 04, par. 227

<sup>84</sup> HQD-13, Document 6, R2.12, Page 10 de 39

<sup>85</sup> HQD-13, Document 6, R2.12, Page 10 de 39

(4) « Les résultats des essais pilotes de même que les cibles de performance retenues auront un impact sur les coûts futurs<sup>87</sup> » et que

(5) l'entente avec le MDDEP, lorsqu'elle sera connue, permettra de déterminer un échéancier de réalisation pour les 30 cours d'entreposage dont dispose le Distributeur.

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie de refuser la demande de reclassification de l'élément Gestion des cours d'entreposage de poteaux jusqu'à ce que les coûts soient connus plus précisément et que la réhabilitation des sites soit terminée.

Le GRAME recommande que soit reclassifié cet élément, lorsque l'entente avec le MDDEP sera entérinée et que tous les sites contaminés seront réhabilités. À ce moment, cet élément sera sujet à un suivi régulier dont les coûts seront stables et prévisibles.

Le GRAME recommande que la Régie exige du Distributeur d'identifier un montant représentatif de l'usage du Transporteur des sites d'entreposage de poteaux du Distributeur, avec preuve à l'appui. Rappelons que le Transporteur ne dispose pas à notre connaissance de cours d'entreposage de poteaux et qu'il utilise les sites du Distributeur<sup>88</sup>, sans qu'aucun partage des frais ne soit fait.

## **B) Demande d'ajout d'élément spécifique : Protection de l'environnement**

De l'avis du GRAME, la pertinence d'un projet de systématisation et d'intensification des travaux dans le cadre d'un programme structuré visant l'ensemble des propriétés fait sens. À cet égard, l'Annexe I du GRAME, démontre l'existence d'une telle problématique.

La demande d'ajout de l'élément spécifique *Protection de l'environnement* aux charges d'exploitation rencontre les critères de classification requis pour cette catégorie de coûts, puisque ces coûts doivent être évalués annuellement et qu'ils découlent notamment d'exigences externes (*obligations légales*).

---

<sup>86</sup> HQD-13, Document 6, R2.13, Page 10 de 39

<sup>87</sup> HQD-13, Document 6, R2.14, Page 11 de 39

<sup>88</sup> Une dizaine de cours servent également à l'entreposage de petites quantités de poteaux d'urgence du Transporteur. Référence : HQD-13, Document 6, R2.11, Page 10 de 39

Outre le fait que cette demande est conforme à la classification des éléments spécifiques, la demande d'ajout de l'élément spécifique *Protection de l'environnement* aux charges d'exploitation est un pas dans la bonne direction et doit permettre d'accélérer le processus de reconnaissance du coût des obligations environnementales du Distributeur.

Cependant, par souci de transparence, la proposition du Distributeur d'*intensification des travaux dans le cadre d'un programme structuré visant l'ensemble des propriétés*<sup>89</sup> devra être suivie par le dépôt de ce programme structuré à l'appui de la demande d'approbation des coûts.

## **RAPPORT FINAL SUR LE PROJET TARIFAIRE HEURE JUSTE**

Concernant les résultats du projet Heure juste, la structure même des tarifs qui ont été analysés ne permet pas de mesurer l'élasticité du prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec. Cet objectif aurait pu être atteint en comparant un tarif ayant un écart plus important entre les prix en pointe et hors pointe et un tarif ayant un écart moins important. De plus, les résultats du projet pilote, quoi qu'ils s'avèrent positifs en de nombreux points, notamment par des résultats significatifs en termes de réduction de la consommation de 6% en pointe pour le tarif Réso +, ne permettent pas de conclure sur l'impact de la température sur les changements comportementaux lorsqu'un tarif différencié est utilisé.

## **LES INVESTISSEMENTS EN PÉRENNITÉ EN LIEN AVEC LA PERFORMANCE DU RÉSEAU**

Concernant les investissements en pérennité en lien avec la performance du réseau, la preuve du Distributeur démontre que, contrairement au Transporteur, qui dans sa stratégie de pérennité retient un critère de protection de l'environnement à la hauteur de 10%, lorsque vient le temps d'évaluer un risque lié à la pérennité des équipements, le Distributeur évacue cette question pourtant pertinente.

D'autre part, en lien avec la croissance des coûts en pérennité des équipements, il serait opportun que le Distributeur dépose une stratégie de pérennité des équipements qui soit plus détaillée et qui permette de savoir, dans quelle mesure les investissements en pérennité deviendront une source de croissance significative des coûts. De notre expérience des demandes réglementaires du Distributeur, une telle stratégie n'a pas été déposée pour examen devant la Régie de l'énergie, comme l'a fait le Transporteur.

---

<sup>89</sup> Réponse à la question 3.4 de la FCEI, à la pièce HQD-13, doc. 5, p. 10

# Annexe I Répertoire des terrains contaminés

**Les renseignements présentés sont ceux qui ont été portés à l'attention du Ministère avant le 11 octobre 2010.**

L'ensemble du répertoire compte 8273 enregistrements.

261 enregistrements répondent au critère suivant :                    Nom de dossier : Hydro-Québec

En consultant le répertoire, dont nous avons reproduit seulement les sites pour la région de Montréal, nous constatons que 261 enregistrements répondent au critère appliqué, soit le nom d'Hydro-Québec. Ce répertoire ne nous permet pas de cibler lesquels de ces sites sont des actifs détenus par le Distributeur, certains sont sous la responsabilité du Transporteur, comme le Poste Bout-de-l'île d'Hydro-Québec (1).

De ces 261 enregistrements, il faut retenir qu'ils représentent les sites qui ont déjà fait l'objet d'une caractérisation de site et dont Hydro-Québec, de même que le MDDEP, ont la connaissance de la présence de contamination.

Par conséquent, ces 261 sites excluent la plupart de ceux dont la caractérisation n'est pas encore effectuée et ceux qui n'ont pas fait l'objet, à un moment ou un autre, d'une obligation ou d'une sanction réglementaire liée au MDDEP.

De ces 261 enregistrement, on retrouve 96 sites qualifiés de non-terminés, donc non réhabilités. Les substances retrouvées sur ces sites non réhabilités sont notamment, selon les cas : les Biphényles polychlorés (BPC), les Hydrocarbures pétroliers C10 à C50, le Benzène, l'Éthylbenzène, les Hydrocarbures aromatiques polycycliques\*, le Toluène, les Triméthylbenzènes\* et des Xylènes (o,m,p).**Répertoire des terrains contaminés**

**Les renseignements présentés sont ceux qui ont été portés à l'attention du Ministère avant le 11 octobre 2010.**

L'ensemble du répertoire compte 8273 enregistrements.

15 enregistrements répondent aux critères suivants :                    Nom de dossier : hydro-quebec  
Municipalité : Montréal

Nom du dossier	Adresse	MRC	Nature des contaminants <sup>1</sup>		État de la réhabilitation (R) <sup>2</sup> et qualité des sols résiduels après réhabilitation(Q)
			Eau souterraine	Sol	
Numéro de la fiche	Latitude Longitude (Deg.                    Déc. NAD83)				
(06) Montréal					

Hydro-Québec	8181, rue Esplanade Montréal	Ville de Montréal		Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Terminée en 2000 Q : Plage A-B
2756	45,5354036108 -73,6353499399				
Hydro-Québec	3200, chemin Côte-Vertu Saint-Laurent	Ville de Montréal		Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Non terminée
2983	45,4968534744 -73,7028543473				
Hydro-Québec - Poste Guy	730, rue Guy Montréal	Ville de Montréal		Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Non terminée
3562	45,4911175426 -73,5710058856				
Hydro-Québec, Édifice Pierre-de-Coubertin	5625, rue Hochelaga Montréal	Ville de Montréal		Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Terminée en 2000 Q : Plage B-C
3390	45,5673489493 -73,5400348351				
Poste Bout-de-l'île d'Hydro-Québec (1)	11355, boulevard Henri-Bourassa Est Montréal	Ville de Montréal		Biphényles polychlorés (BPC), Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Non terminée
3435	45,6633559152 -73,5234459399				
Poste Bout-de-l'île d'Hydro-Québec (2)	11355, boulevard Henri-Bourassa Est Montréal	Ville de Montréal		Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Non terminée
2741	45,6633559152 -73,5234459399				
Poste Brillant d'Hydro-Québec	5235, chemin de la Côte-des-Neiges Montréal	Ville de Montréal		Cuivre (Cu), Plomb (Pb)	R : Terminée en 1992 Q : Non précisée
3023	45,4960966154 -73,6210405183				
Poste d'Atwater d'Hydro-Québec	3011, boulevard LaSalle Verdun	Ville de Montréal		Biphényles polychlorés (BPC), Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Non terminée
3144	45,4730122729 -73,5715842647				
Poste Jeanne D'Arc d'Hydro-Québec	2275, avenue d'Orléans Montréal	Ville de Montréal		Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Terminée en 1998 Q : > C
3304	45,5514095623 -73,5486045591				

Poste Longue-Pointe d'Hydro-Québec	7316, rue Sherbrooke Est Montréal	Ville de Montréal		Biphényles polychlorés (BPC), Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Terminée en 1989 Q : Non précisée
2874	45,5884777317 -73,5378455088				
Poste Mozart d'Hydro-Québec	7010, rue Henri-Julien Montréal	Ville de Montréal		Biphényles polychlorés (BPC), Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Terminée en 1992 Q : Non précisée
2859	45,5360480358 -73,6137638772				
Poste Reed d'Hydro-Québec	1900, rue Keller Saint-Laurent	Ville de Montréal		Biphényles polychlorés (BPC), Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Terminée en 1993 Q : Plage B-C
3145	45,5209615938 -73,7168168323				
Poste Rosemont d'Hydro-Québec	2244, rue Dandurand Montréal	Ville de Montréal		Baryum (Ba), Cuivre (Cu), Hydrocarbures pétroliers C10 à C50, Plomb (Pb), Zinc (Zn)	R : Terminée en 1996 Q : Non précisée
3138	45,5415551392 -73,5821715322				
Poste Roy d'Hydro-Québec	3840, rue Laval Montréal	Ville de Montréal		Biphényles polychlorés (BPC), Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Terminée en 1992 Q : Non précisée
3022	45,5179843162 -73,5749692508				
Poste Saraguay d'Hydro-Québec	3535, rue Guénette Saint-Laurent	Ville de Montréal		Biphényles polychlorés (BPC), Hydrocarbures pétroliers C10 à C50	R : Terminée en 1998 Q : Plage B-C
3262	45,5055733306 -73,7482386885				

(1) : Certains renseignements concernant ce terrain n'y apparaissent pas compte tenu qu'ils sont susceptibles d'être protégés en vertu de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels. Si vous désirez obtenir la communication de ces renseignements pour ce terrain en particulier, vous devez en faire la demande au répondant régional en matière d'accès à l'information. Votre demande sera alors examinée et une décision sur l'accessibilité à ces renseignements sera rendue et vous sera communiquée dans les délais légaux.

(2) : L'inscription « R : Non nécessaire » signifie qu'il n'est pas nécessaire de réhabiliter le terrain puisque le résultat d'une étude de caractérisation démontre que le niveau de contamination des sols est jugé conforme à l'usage actuel du terrain. Par exemple, un niveau de contamination situé dans la plage B-C est conforme à un usage industriel.

\* : Contaminant non listé dans la Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés.