

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE TARIFAIRE 2012-2013**

---

**PRÉVISION DES VENTES**

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0013, pages 5 et 6 ;
  - (ii) Pièce B-0013, page 7 ;
  - (iii) Pièce B-0013, page 7.

**Préambule :**

(i) « Pour l'année 2012, les variations de ventes anticipées par rapport à 2011 (ventes normalisées) se retrouvent principalement aux catégories de consommateurs D, G, M, L et aux contrats spéciaux.

Ces variations s'expliquent par :

- *Croissance de 828 GWh au tarif D :*
  - *Mises en chantier de 43 000 unités en 2011 ;*
  - *Conversions nettes du chauffage aux combustibles vers l'électricité de 15 000 unités en 2011 ;*
  - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.*
- *Croissance consolidée de 515 GWh aux tarifs G, G-9 et M :*
  - *Croissance de l'activité économique prévue au secteur commercial et institutionnel ;*
  - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.*

*Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD-12, document 2, section 7.*

- *Décroissance de 1 297 GWh au tarif L :*
  - *Contrat temporaire au tarif L du client Rio Tinto Alcan se terminant le 15 juillet 2011 ;*
  - *Risques de rationalisations additionnelles de production, principalement dans le secteur des pâtes et papiers, qui se traduisent par l'intégration de provisions dans la prévision. Celles-ci sont compensées en partie par la croissance du secteur minier.*
- *Croissance de 1 388 GWh aux contrats spéciaux qui s'explique essentiellement par une consommation accrue du client Rio Tinto Alcan sur son contrat de base après l'expiration de son contrat au tarif L le 15 juillet 2011. »*

- (ii) Tableau sur les provisions génériques 2011 et 2012.

(iii) Tableau 2 – Prévision des ventes au tarif L pour les années 2011 et 2012.

**Demandes :**

- 1.1. Veuillez quantifier (GWh) chacun des facteurs de variations de ventes pour les quatre grandes catégories de consommateurs présentés à la référence (i).
- 1.2. En complément à la question précédente, veuillez ventiler les impacts (GWh) de la réforme des tarifs généraux pour chacun des tarifs G, G-9 et M.
- 1.3. Veuillez préciser les volumes d'achats réels du client Rio Tinto Alcan pour les années 2010 et 2011 (contrat échu depuis le 15 juillet 2011).
- 1.4. Veuillez concilier la décroissance de 1 297 GWh au tarif L (référence i) avec la provision générique de -1 077 GWh intégrée à la prévision des ventes du tarif L pour 2011 (référence ii).
- 1.5. À la référence (ii), veuillez expliquer la différence entre les provisions génériques 2011 et 2012 au tarif L.
- 1.6. À la référence (ii), veuillez expliquer la différence entre les provisions génériques 2011 et 2012 aux contrats spéciaux.
- 1.7. Veuillez expliquer pourquoi aucune provision générique n'est intégrée à la prévision des ventes au secteur résidentiel-agricole (tarif D).
- 1.8. Veuillez indiquer comment sont calculées les provisions génériques. Veuillez préciser quels intrants, données et paramètres sont utilisés dans leur calcul.
- 1.9. À la référence (iii), veuillez préciser si la décroissance de 983 GWh au secteur *Sidérurgie, fonte et affinage* entre 2011 et 2012 est associée à la fin du contrat entre le client Rio Tinto Alcan et Hydro-Québec.

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0013, page 7 ;
  - (ii) Pièce B-0013, pages 8 et 9 ;
  - (iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-2, document 2, page 8.

**Préambule :**

- (i) Tableau sur les provisions génériques 2011 et 2012.
- (ii) « Par rapport à la révision de mai 2010 utilisée pour le dossier R-3740-2010, les principaux écarts de la révision de mai 2011 de la prévision (comprenant les ventes normalisées

*de janvier à avril) se retrouvent aux catégories de consommateurs D, G, M, L et aux contrats spéciaux.*

- *Au tarif D, l'écart négatif de 365 GWh s'explique par :*
  - *Ventes de 2010 plus faibles que prévues ;*
  - *Dépassement des objectifs des programmes d'efficacité énergétique qui résulte en un impact sur les ventes au secteur résidentiel et agricole supérieur aux attentes.*
  
- *Écart consolidé négatif de 228 GWh aux tarifs G, G-9 et M, résultant :*
  - *Du contexte plus difficile qu'anticipé au secteur industriel PME, qui peine à se remettre de la récession et qui doit composer avec l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain ;*
  - *De la révision à la hausse au secteur commercial et institutionnel en raison d'un contexte économique et démographique plus favorable que prévu.*
  - *Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent de la révision des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD-12, document 2, section 7.*
  
- *Au tarif L, écart positif de 1 013 GWh découlant d'un contexte économique plus favorable que prévu au dossier R-3740-2010 pour plusieurs secteurs, dont les pâtes et papiers et l'industrie chimique.*
  
- *Aux contrats spéciaux, écart négatif de 2 176 GWh qui s'explique par une consommation beaucoup plus faible que prévue du client Rio Tinto Alcan découlant d'un renversement du contexte hydraulique du client par rapport au dossier R-3740-2010. »*

(iii) Tableau sur les provisions génériques 2010 et 2011.

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez quantifier (GWh) chacun des facteurs de variations de ventes pour les quatre grandes catégories de consommateurs présentés à la référence (ii).
- 2.2 En complément à la question précédente, veuillez ventiler les écarts d'impacts (GWh) de la réforme des tarifs généraux pour chacun des tarifs G, G-9 et M.
- 2.3 Considérant notamment les provisions génériques prises par le Distributeur et indiquées à la référence (iii), veuillez expliquer davantage l'écart de prévision de 1 013 GWh enregistrée au tarif L.
- 2.4 Veuillez élaborer sur l'écart de prévision négatif de 2 176 TWh associé au client Rio Tinto Alcan considérant la conclusion d'un contrat d'un an entre ce dernier et le Distributeur.

2.5 À partir des références (i) et (iii), veuillez comparer les provisions génériques 2011 pour chacune des catégories de consommateurs. Veuillez expliquer les écarts.

3. **Référence :** Pièce B-0013, pages 10 et 11.

**Préambule :**

Le Distributeur indique :

*« Pour l'année 2011, les variations de ventes anticipées par rapport à 2010 (ventes normalisées) se retrouvent principalement aux catégories de consommateurs D, G, M, L et aux contrats spéciaux.*

*Ces variations s'expliquent par :*

- *Croissance de 1 402 GWh au tarif D :*
  - *Mises en chantier élevées en 2010 (51 400) ;*
  - *Hausse du revenu personnel disponible de 2,4 % en 2010.*
- *Croissance consolidée de 199 GWh aux tarifs G, G-9 et M :*
  - *Contexte économique encore difficile qui se traduit par une stagnation de l'activité des PME industrielles ;*
  - *Croissance au secteur commercial et institutionnel contenue par le déploiement des programmes d'efficacité énergétique ;*
  - *Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent des impacts de la réforme des tarifs généraux décrite à la pièce HQD-12, document 2, section 7.*
- *Décroissance de 922 GWh au tarif L, anticipée principalement au secteur des pâtes et papiers où des provisions sont intégrées afin de se prémunir contre les risques de rationalisations additionnelles.*
- *Décroissance de 1 292 GWh aux contrats spéciaux, qui s'explique principalement par une consommation beaucoup plus faible du client Rio Tinto Alcan suite à des apports hydrauliques beaucoup plus importants en 2011. »*

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez quantifier (GWh) chacun des facteurs de variations de ventes pour les quatre grandes catégories de consommateurs présentés à la référence (i).
- 3.2 En complément à la question précédente, veuillez ventiler les écarts d'impacts (GWh) de la réforme des tarifs généraux pour chacun des tarifs G, G-9 et M.

- 4. Références :** (i) Pièce B-0013, page 10 ;  
(ii) Pièce B-0013, page 8.

**Préambule :**

- (i) Tableau 4 – Croissance des ventes prévues pour 2011.  
(ii) Tableau 3 – Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2011.

**Demande :**

- 4.1 À partir des références (i) et (ii), ainsi que du tableau suivant, veuillez commenter les écarts de prévision des ventes du Distributeur pour chacune des grandes catégories de consommateurs. Veuillez indiquer dans quelle mesure ces écarts, de l'avis du Distributeur, peuvent être considérés raisonnables.

Catégories de consommateurs	Ventes (GWh)				
	2010 (Historique)	2011 (R-3740-2010)	2011 (Normalisée)	Écart prévision	Écart prévision%
	A	B	C	(B-C)	(B-C)/A
D et DM	58 887	60 654	60 290	364	0,6
G, G-9 et M	40 342	40 770	40 542	228	0,6
L	39 923	37 988	39 001	(1 013)	(2,5)
Contrats spéciaux	27 444	28 329	26 153	2 176	7,9
<b>TOTAL</b>	<b>166 596</b>	<b>167 741</b>	<b>165 986</b>	<b>1 755</b>	<b>1,1</b>

- 5. Références :** (i) Pièce B-0013, page 13 ;  
(ii) Pièce B-0013, pages 15 et 16.

**Préambule :**

- (i) « La prévision économique déposée par le Distributeur est similaire à la prévision du Conference Board du Canada et légèrement plus faible que celle du Ministère des Finances (présentée lors du dépôt du budget de mars dernier). La prévision du Distributeur se situe près de la fourchette inférieure des prévisions formant le consensus. Quelques prévisions d'autres organismes ont été réalisées à la fin 2010 et au début 2011. Elles ne tenaient donc pas compte de plusieurs bouleversements mondiaux récents. »

- (ii) Tableau 6 – Comparaison de la prévision économique du Québec – Révision de mai 2011

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez présenter les principaux facteurs (autre les dates de prévisions) qui expliquent les écarts de prévisions entre le Distributeur et la SCHL au sujet des mises en chantier au Québec pour 2011 et 2012.
- 5.2 Veuillez compléter le tableau de la référence (ii) en y incluant les valeurs réelles pour 2010.
- 5.3 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (ii) en utilisant les plus récentes prévisions économiques des organismes formant le consensus.
- 5.4 Compte tenu des derniers événements économiques aux niveaux mondial, canadien et québécois, veuillez élaborer sur la pertinence de maintenir la prévision économique du Québec près de la fourchette inférieure des prévisions formant le consensus.
- 5.5 Considérant votre plus récente mise à jour de la prévision de la demande (août 2011), veuillez indiquer si des valeurs de variables économiques ou d'autres facteurs devraient être révisées au présent dossier.

**6. Référence :** Pièce B-0013, page 20.

**Préambule :**

Tableau 7 – Présentation et comparaison de la prévision des prix des combustibles – Révision de mai 2011.

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez présenter les principaux facteurs (autre les dates de prévisions) qui expliquent les écarts de prévisions 2011 et 2012 des prix du pétrole brut entre le Distributeur et Global Insight d'une part, et AJM Petroleum Consultants d'autre part.
- 6.2 Veuillez préciser les raisons pour lesquelles le prix du gaz naturel prévu par le Distributeur augmente de manière relativement importante entre 2011 et 2012.
- 6.3 Veuillez compléter le tableau indiqué en référence en y incluant les valeurs annuelles moyennes réelles pour 2010.
- 6.4 Veuillez mettre à jour le tableau indiqué en référence en utilisant les plus récentes prévisions des prix des combustibles des organismes formant le consensus.

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0013, pages 11 à 16 ;
  - (ii) Pièce B-0013, pages 16 à 20.

**Préambule :**

- (i) Section 2. Prévision économique
- (ii) Section 3. Prévision du prix des combustibles

**Demande :**

- 7.1 Veuillez déposer une bibliographie des documents et sources utilisés par le Distributeur pour établir sa prévision économique, ainsi que pour établir sa prévision du prix des combustibles.

### COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 5 ;
  - (ii) Pièce B-0016, page 5 ;
  - (iii) Pièce B-0016, page 5 ;
  - (iv) Pièce B-0016, page 6 ;
  - (v) Pièce B-0022, page 13.

**Préambule :**

(i) « Pour les prochaines années, l'équilibre offre-demande demeure caractérisé par un ralentissement marqué de la croissance de la demande. Malgré les moyens déployés pour rétablir l'équilibre, le Distributeur prévoit toujours faire face à une situation de surplus en énergie pour les années 2011 à 2022 inclusivement. À partir de 2023, le bilan en énergie du Distributeur montre des besoins fermes, notamment en période d'hiver, qu'il pourra combler sur les marchés de long terme. »

(ii) « Considérant le profil annuel de ses besoins et des ressources à sa disposition, le Distributeur devra, au cours des prochaines années, procéder à des achats l'hiver et des reventes lors des autres mois et ce, de manière récurrente. Conséquemment, tel qu'introduit dans la demande R-3740-2010, le calcul des coûts évités en énergie prend en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu net de revente en été.

- 2011 à 2022 inclusivement :
  - pour la période hivernale (décembre à mars) : le coût moyen anticipé des achats, soit 4,9 ¢/kWh (\$ 2011) indexé à l'inflation ;

- pour la période estivale (avril à novembre) : le revenu net moyen anticipé des reventes, soit 3,0 ¢/kWh (\$ 2011) indexé à l'inflation ;
  - à compter de 2023 : le prix du 2<sup>e</sup> appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation). »
- (iii) « Le revenu net des reventes est estimé selon la même méthode que celle utilisée lors de la demande R-3708-2009 (HQD-2, Document 5). La période de référence pour les prix à terme a été mise à jour et s'établit, dans le présent dossier, de mai 2010 à avril 2011. Le coût des achats sur les marchés de court terme est basé sur les mêmes prix de marché, auxquels s'ajoutent les frais de sortie du marché de New York et les frais de courtage. »
- (iv) « Coût évité en puissance
- [...]
- À partir de l'hiver 2015-2016 : maintien du signal de 40 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation). »
- (v) « L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2011. »

#### **Demandes :**

- 8.1 Outre le fait que l'année 2023 correspond au moment où le bilan en énergie du Distributeur montre des besoins fermes, veuillez justifier l'utilisation de la période 2011-2022 pour établir le coût évité en énergie de « court terme », considérant notamment le fait que les prix à terme de l'électricité tirés du NYMEX ne vont pas, à ce jour, au delà de décembre 2013.
- 8.2 Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités en énergie sont basés sur une moyenne de prix à terme différente de celle utilisée pour calculer les coûts d'approvisionnements, soit les achats de court terme et la revente (références iii et v).

9. **Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 6 ;
  - (ii) Pièce B-0016, page 6 ;
  - (iii) Dossier R-3748-2010, pièce B-0054, page 8 ;
  - (iv) New York Independant System Operator (NYISO).  
[http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc\\_view\\_monthly\\_detail.do](http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do)

**Préambule :**

(i) « Du côté de la puissance, les moyens actuels (énergie interruptible et marché de court terme) seront suffisants pour combler les besoins du Distributeur jusqu'à l'hiver 2014-2015 inclusivement. Par la suite, des moyens additionnels devront être identifiés et mis en place pour assurer l'équilibre offre-demande. La situation de l'équilibre en puissance est donc sensiblement la même que lors du dépôt du dossier R-3740-2010. »

(ii) « Coût évité en puissance

- Jusqu'à l'hiver 2013-2014 : maintien du signal de 10 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation), correspondant au coût des transactions de court terme pour des approvisionnements en puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York ;
- 2014-2015 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 ;
- À partir de l'hiver 2015-2016 : maintien du signal de 40 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation) ;

En réponse à la demande formulée par la Régie dans la décision D-2011-0283, le Distributeur souligne qu'il a réitéré, dans le cadre du dossier R-3748-2010, la pertinence de maintenir le coût évité en puissance actuel ».

(iii) « Par ailleurs, l'établissement d'un indicateur de coût évité doit également prendre en considération qu'il existe actuellement des surplus de puissance dans le marché de New York, surtout en période d'hiver (à l'exception de la puissance requise pour l'alimentation de la ville de New York). Ces surplus conduisent actuellement à des prix de marché plus bas que le coût d'un nouvel équipement. »

(iv) *NYISO Monthly Auction Summary – Winter 2010-2011 & Summer 2011.*

**Demande :**

9.1 Compte tenu de la situation actuelle des surplus de puissance et des plus récents résultats mensuels des *NYISO Monthly Auction*, veuillez justifier le maintien du signal de 10 \$/kW-hiver en tant que coût évité de court terme en puissance.

## COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 9 ;
  - (ii) Décision D-2011-028, page 27.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur explique, à la demande de la Régie, comment il calcule le coût évité de puissance et le ramène en ¢/kWh. La Régie comprend que le Distributeur utilise le facteur d'utilisation du réseau pour ramener en ¢/kWh le prix en \$/kW-an de 1 kW de puissance garantie à la marge du réseau.

Le Distributeur explique dans les lignes précédentes que le coût de la puissance garantie est établi en fonction du coût de l'équipement, c'est-à-dire « *le coût de l'investissement du groupe qui sera nécessaire à la marge pour faire face à la croissance planifiée des besoins de puissance des clients.* »

(ii) « [74] *Dans l'établissement des coûts évités, la Régie est d'avis qu'il y a donc lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La Régie veut s'assurer que la méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge permet effectivement d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur doit prévoir dans son plan d'équipement pour chaque kW de demande à la marge sur le réseau.*

[75] *La Régie accepte les coûts évités proposés par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire pour les réseaux autonomes.*

[76] *Elle demande cependant au Distributeur de clarifier, dans le prochain dossier tarifaire, la méthode de répartition des coûts évités de puissance par unité d'énergie et d'expliquer comment il distingue la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe du réseau autonome, par exemple au moyen de mesures de gestion de la demande, de celle de l'ajout de chaque kW de capacité de production.* » (nous soulignons)

**Demandes :**

- 10.1 Quel est, en \$/kW-an, la valeur de 1 kW de puissance garantie à partir du coût d'investissement en \$/kW-an de 1 kW de capacité installée?
- 10.2 Veuillez expliquer comment est prise en compte dans le calcul des coûts évités la surcapacité qu'il est nécessaire d'installer pour des raisons pratiques de planification des renouvellements d'équipements et pour respecter le critère de puissance garantie.

- 10.3 Veuillez indiquer la différence, aux pertes de réseau près, entre :  
le résultat obtenu en appliquant au coût de 1 kW de capacité installée en équipement, le facteur d'utilisation d'équipement,  
et  
le résultat obtenu en appliquant au coût de 1 kW de puissance garantie, le facteur d'utilisation de réseau.
- 10.4 Veuillez expliquer comment les pertes des réseaux autonomes sont prises en compte dans le calcul des coûts évités. Le cas échéant, veuillez distinguer les réseaux à centrale Diesel de ceux possédant des lignes de transport.

11. **Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 10 ;
  - (ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-2, document 4, page 9 ;
  - (iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-18, HQD-2, document 5, page 12, révisée en date du 4 décembre 2009 ;
  - (iv) Pièce B-0058, page 12 ;
  - (v) Décret 704-2010, 18 août 2010 ;
  - (vi) D-2010-022, pages 34-35 ;
  - (vii) Dossier R-3677-2008, pièce B-9, HQD-16, document 1, page 155.

**Préambule :**

(i)

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	19,79	206,28	55%	4,27	24,06
<b>Basse Côte-Nord</b>					
Anticosti (Port Meunier)	32,64	0,00	47%	0,00	32,64
<b>Haute-Mauricie</b>					
Clova	36,35	80,71	46%	2,02	38,37
Opitciwan	29,90	368,40	44%	9,55	39,45
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	39,39	535,74	56%	10,99	50,38
Aupaluk	48,12	0,00	52%	0,00	48,12
Inukjuak	30,56	484,09	61%	9,10	39,67
Ivujivik	41,88	517,82	56%	10,60	52,48
Kangiqsualujjuaq	45,76	589,17	58%	11,55	57,31
Kangiqsujuaq	40,80	1488,07	57%	29,71	70,51
Kangirsuk	39,78	1271,52	55%	26,21	65,99
Kuujuuaq	41,54	373,93	63%	6,73	48,27
Kuujuarapik	35,41	584,85	63%	10,60	46,01
<b>Puvituk</b>	36,70	1137,15	61%	21,22	57,92
Quaqtaq	49,94	1124,91	55%	23,43	73,37
Salluit	34,57	1089,85	59%	20,94	55,52
Tasiujaq	41,91	831,88	57%	16,53	58,44
Umiujaq	40,75	782,24	56%	16,06	56,81
<b>Schefferville</b>	2,25	176,29	54%	3,74	5,99

(ii)

**RÉSULTATS DES COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX**  
**ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/ KWH DE 2011**

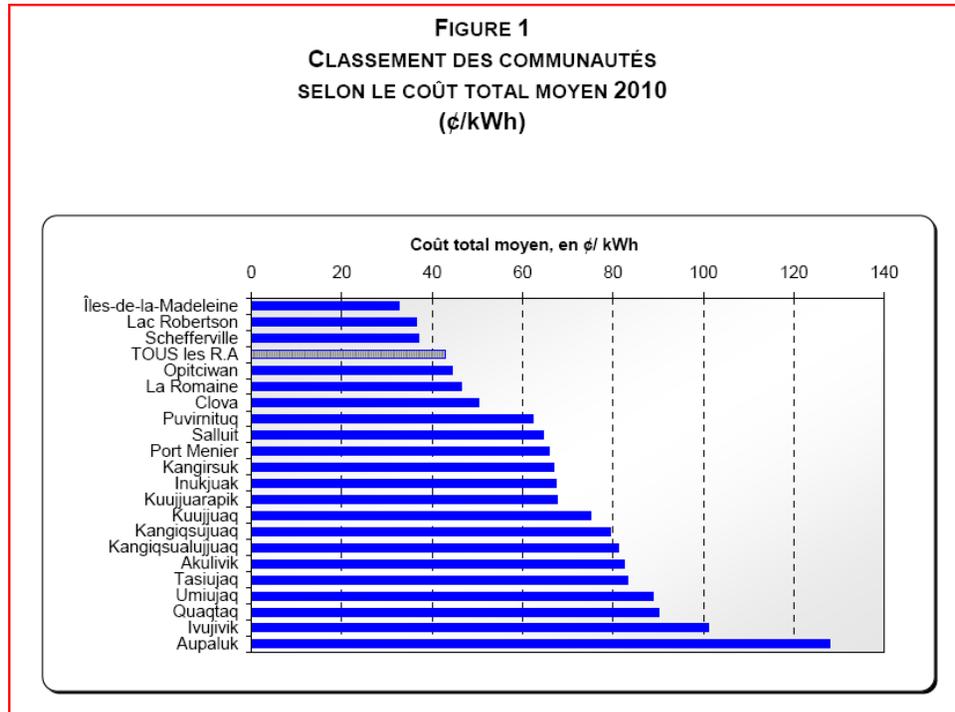
	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
<b>Iles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	14,70	169	55%	3,54	18,24
<b>Basse Côte-Nord</b>					
Anticosti (Port Meunier)	33,34	0	47%	0,00	33,34
<b>Haute-Mauricie</b>					
Opitciwan	30,70	888	46%	22,13	52,83
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	48,43	784	56%	16,01	64,44
Aupaluk	53,32	0	51%	0,00	53,32
Inukjuak	39,63	390	61%	7,32	46,96
Ivujivik	49,28	0	55%	0,00	49,28
Kangiqsualujuaq	54,93	836	60%	16,03	70,95
Kangiqsujuaq	46,04	747	61%	14,00	60,04
Kangirsuk	45,97	1 082	55%	22,37	68,34
Kuujuuaq	47,96	418	65%	7,29	55,25
Kuujuarapik	41,62	677	66%	11,75	53,36
Puvirnituq	42,87	2 980	62%	54,73	97,60
Quaqtaq	56,92	1 235	61%	23,25	80,17
Salluit	40,38	827	58%	16,29	56,67
Tasiujaq	50,98	950	60%	18,05	69,03
Umiujaq	46,85	697	55%	14,38	61,23
Schefferville	2,21	292	54%	6,21	8,42

(iii)

**TABLEAU 2.1 RÉVISÉ : COÛT ÉVITÉ PAR RÉSEAUX AUTONOMES**  
**ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH DE 2010**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
<b>Iles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	14,42	166	55%	3,47	17,88
<b>Basse Côte-Nord</b>					
Anticosti (Port Meunier)	32,69	0	47%	0,00	32,69
<b>Haute-Mauricie</b>					
Opitciwan	30,10	871	46%	21,69	51,79
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	47,48	769	56%	15,70	63,18
Aupaluk	52,28	0	51%	0,00	52,28
Inukjuak	38,85	382	61%	7,18	46,03
Ivujivik	48,32	0	55%	0,00	48,32
Kangiqsualujuaq	53,85	820	60%	15,71	69,56
Kangiqsujuaq	45,14	732	61%	13,72	58,86
Kangirsuk	45,07	1 061	55%	21,93	67,00
Kuujuuaq	47,02	410	65%	7,15	54,17
Kuujuarapik	40,80	664	66%	11,52	52,32
Puvirnituq	42,03	2 921	62%	53,65	95,69
Quaqtaq	55,80	1 211	61%	22,79	78,59
Salluit	39,59	811	58%	15,97	55,56
Tasiujaq	49,98	932	60%	17,70	67,68
Umiujaq	45,93	683	55%	14,10	60,03
Schefferville	2,22	344	54%	7,31	9,53

(iv)



(v) « *ATTENDU QUE la centrale thermique actuelle, située sur le territoire du village nordique de Puvirnitug, a une puissance installée de 2 870 kilowatts (kW) pour une puissance garantie de 1 561 kW ; ATTENDU QU'à court terme la croissance de la demande en électricité de Puvirnitug fera en sorte que la puissance garantie par cette centrale sera insuffisante; ATTENDU QUE, pour solutionner ce problème, Hydro-Québec envisage d'augmenter la puissance installée de la centrale thermique de Puvirnitug à 4 150 kW pour une puissance garantie de 2 043 kW par le remplacement du groupe électrogène diesel no 1 par un nouveau de 1 880 kW en puissance installée; ATTENDU QUE ce remplacement nécessite l'ajout d'une annexe au bâtiment principal de l'actuelle centrale ainsi que des travaux de réaménagement du site actuel de cette centrale, dont l'aménagement d'un talus servant d'assise à cet agrandissement ; »*

(vi) « *Le Distributeur rappelle la raison d'être du calcul des coûts évités en réseaux autonomes : « [...] avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible. »*

(vii) « *Dans les réseaux où la capacité de production existante est abondante, la croissance des besoins peut ne pas nécessiter d'investissement additionnel, dans ce cas le coût évité sera constitué des coûts variables seulement (carburant et entretien). »*

À l'analyse de l'historique de court terme des coûts évités en RA, la Régie comprend qu'en utilisant uniquement la notion de coût à la marge pour évaluer les coûts évités, de puissance notamment, ceux-ci subissent d'importantes variations à la baisse dans l'année qui suit immédiatement un important investissement. Ainsi, à Puvirnituaq, les coûts évités totaux de 2012 sont tombés à 58 ¢/kWh, bien en-dessous des coûts moyens de 2010, alors qu'ils dépassaient 97 ¢/kWh en 2011. Les coûts évités augmentent considérablement au fur et à mesure que l'on se rapproche du besoin d'un ajout de puissance (exemples de Puvirnituaq avant 2010, cas présent de Quaqtaq), mais l'échéance du besoin d'un ajout de capacité devient alors plus urgente que de planifier des mesures de gestion de la demande.

### **Demandes :**

11.1 Veuillez expliquer les variations de coûts évités à Kangiqsujuaq entre 2011 et 2012.

11.2 Pour répondre au besoin d'un indicateur de coûts permettant de favoriser des investissements en efficacité énergétique et en gestion de la demande, veuillez élaborer sur la possibilité d'intégrer les coûts moyens dans cet indicateur, par exemple en considérant la valeur supérieure entre le coût moyen projeté annualisé et le coût évité total.

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0016, page 11 ;
  - (ii) Pièce B-0058, pages 28-29 ;
  - (iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-9, HQD-13, document 1, page 205.

### **Préambule :**

(i) « un coût évité de puissance basé sur le coût d'achat et d'installation d'un groupe diesel de 3 MW et la portion des investissements requis pour abriter convenablement le prochain groupe diesel, soit 176 \$/kW-an (\$ 2012, annuité croissante à l'inflation). »

En note de bas de page 15, on lit : « Dans le signal de coût évité, le Distributeur inclut uniquement le tiers du coût de tous les éléments périphériques nécessaires pour assurer la fiabilité des groupes, soit la portion relative au prochain ajout de groupe, ce qui se traduit par un montant de 2,5 M\$ en comparaison au montant de 7,7 M\$ initialement proposé dans le cadre du calcul du coût évité du dossier R-3740-2010. » (nous soulignons)

(ii) « La centrale hydroélectrique de Menihek est de capacité suffisante pour répondre aux besoins en puissance et en énergie de la région de Schefferville encore de nombreuses années. (./.)

*La centrale, dans son état actuel, pourrait répondre aux besoins en électricité d'un projet minier de petite taille, tout en assurant l'alimentation de Schefferville.*

*Dans l'éventualité d'un projet minier de grande importance, la centrale de Menihek ne suffirait pas, même avec un hypothétique quatrième groupe. (./.)*

*Les groupes électrogènes diesel que le Distributeur a installés à Schefferville sont essentiels à la sécurité de l'alimentation électrique de la région. Ces groupes ne servent toutefois qu'à assurer le respect du critère de puissance garantie que la Régie a reconnu à de nombreuses reprises. Ces groupes ne servent ni à gérer la demande de pointe, ni à fournir de l'énergie, sauf en cas de panne du plus gros groupe turbine-alternateur de la centrale de Menihék. » (nous soulignons)*

(iii) En réponse à une DDR de la Régie sur le potentiel d'installation de chaudières de pointe au combustible ou de groupes Diesel en mode cogénération, parmi les plus importants bâtiments de Schefferville, pour réduire la demande en période pointe causée par le chauffage électrique, le Distributeur indique :

*« L'utilisation de chaudières de pointe au combustible ou la possibilité chez les clients les plus importants d'accueillir les groupes diesel est une avenue envisageable. Toutefois d'un point de vue commercial et technique et sur la base des expériences du Distributeur, il y a peu de possibilités en ce sens.*

*Le Distributeur assurera une veille à cet égard afin de profiter, le cas échéant, des opportunités. » (nous soulignons)*

**Demandes :**

- 12.1 Veuillez clarifier si le ou les groupes Diesel de 3 MW ont déjà été installés ou doivent être installés à Schefferville et ce que comprendrait exactement le montant de 7,7 M\$.
- 12.2 Veuillez indiquer si la centrale Mehinek, sans alimenter directement de nouveau site minier de grande importance, est en mesure, sans 4e groupe hydraulique, de répondre à la croissance indirecte de la demande d'électricité causée par l'augmentation de l'activité économique et par l'augmentation de la population suite au développement de projets miniers dans la région de Schefferville, au Québec comme au Labrador.
- 12.3 Veuillez fournir les résultats de la veille du Distributeur sur le potentiel d'installation de chaudières de secours au mazout dans les plus gros bâtiments de Schefferville chauffés à l'électricité afin de combler les besoins d'électricité et de chauffage de Schefferville, en cas de panne du plus gros groupe à la centrale de Mehinek.

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0041, page 11 ;
  - (ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-9, HQD-13, document 1, page 36.

**Préambule :**

(i) *« En 2012, les besoins en équipements de production des réseaux non reliés sont estimés à 12,5 M\$, soit en hausse de 3,5 M\$ par rapport au budget autorisé en 2011. Cette hausse s'explique par le début en 2012 de la construction de la centrale thermique de réserve de Schefferville. »*

(ii) En réponse à la Régie quant aux moyens d'éviter ou de réduire les investissements liés aux groupes diesel à Schefferville, totalisant 10,7 M\$, le Distributeur précise que la « *permanentisation* » permet d'assurer la fiabilité de démarrage des groupes.

**Demande :**

13.1 Veuillez indiquer si le projet de construction de la centrale thermique de réserve de Schefferville est celui de « *permanentisation* » des groupes existants présenté au dossier R-3740-2010. Veuillez élaborer.

### APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0022, pages 5 et 6 ;
  - (ii) Pièce B-0022, page 6 ;
  - (iii) Pièce B-0013, page 8.

**Préambule :**

(i) « *Les besoins postpatrimoniaux pour 2011 sont réévalués à 5,3 TWh, soit 0,9 TWh de moins que ceux prévus au précédent dossier tarifaire. Au cours des mois à venir, le Distributeur déploiera les efforts nécessaires pour réduire et revendre ses approvisionnements postpatrimoniaux excédentaires. Malgré ces efforts, l'importance des surplus pourrait occasionner 0,6 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée.*

[...]

*Toutefois, compte tenu du fait que la prévision de la demande de mai 2011 fait état d'une baisse additionnelle des besoins de 27 TWh sur la période de 2012-2027, le Distributeur prévoit reconduire les transactions financières avec le Producteur jusqu'au 31 décembre 2011. »*

- (ii) Tableau 1 – Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2011.
- (iii) Tableau 3 – Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2011.

**Demandes :**

14.1 Considérant la situation des surplus et les écarts de coûts entre les montants projetés initialement et ceux révisés (références i et ii), veuillez commenter la stratégie d'approvisionnement à court terme relativement à la prévision de la demande 2012, notamment l'utilisation des approvisionnements de long terme à l'égard de celle-ci [i.e. appariement entre les moyens et les besoins].

14.2 Disposant régulièrement de mises à jour de la prévision des ventes, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne procède pas à davantage de reventes d'énergie en cours d'année afin d'amoinrir l'impact financier des surplus d'approvisionnements sur les tarifs.

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 6 ;
  - (ii) Pièce B-0022, page 9 ;
  - (iii) Dossier R-3748-2010, pièce B-0004, pages 31, 34 et 44 ;
  - (iv) Dossier R-3748-2010, pièce B-0023, pages 21 et 23.

**Préambule :**

(i) *« Toutefois, compte tenu du fait que la prévision de la demande de mai 2011 fait état d'une baisse additionnelle des besoins de 27 TWh sur la période de 2012-2027, le Distributeur prévoit reconduire les transactions financières avec le Producteur jusqu'au 31 décembre 2011. »*

(ii) *« La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020 ».*

(iii) Tableau 4.1-1 – Bilan en énergie avant déploiement des moyens de gestion existants  
Tableau 4.1-2 – Impact du déploiement des moyens de gestion existants  
Tableau 4.4-1 – Impact en énergie des nouveaux moyens de gestion

(iv) Tableau R-12.1-A – Bilan en énergie avec les quantités du 3<sup>e</sup> appel d'offres éolien, après déploiement des nouveaux moyens de gestion.

Tableau R-12.1-C – Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée avec les quantités du 3<sup>e</sup> appel d'offres éolien, après déploiement des nouveaux moyens.

**Demandes :**

15.1 Veuillez préciser ce qu'entend le Distributeur par baisse « additionnelle ».

15.2 Veuillez indiquer si le solde anticipé de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions est calculé après déploiement des nouveaux moyens de gestion.

15.3 Veuillez présenter les raisons pour lesquelles les soldes des références (ii) et (iv) sont différents.

15.4 Considérant les références (i) et (ii), veuillez produire et déposer une mise à jour des tableaux de la référence (iv).

15.5 Veuillez indiquer si le report de l'utilisation de TCE de 2015 à 2018 correspond également à un report des besoins en puissance de l'hiver 2015-2016 à l'hiver 2018-2019. Veuillez élaborer.

- 16. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 7 ;
  - (ii) Pièce B-0022, page 9 ;
  - (iii) Pièce B-0022, page 11.

**Préambule :**

(i) « *Le coût total estimé des approvisionnements postpatrimoniaux en 2011 s'élève à 533,2 M\$, incluant 9,2 M\$ en revenus de revente d'énergie. Il s'agit d'une baisse d'environ 43 M\$, par rapport au montant reconnu par la Régie, qui s'explique en grande partie par la diminution de l'énergie programmée du contrat cyclable (-0,6 TWh) et par des rappels d'énergie moins élevés que prévus (-0,1 TWh).* »

(ii) « *La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020.* »

(iii) Tableau 4 – Approvisionnements postpatrimoniaux en énergie

**Demande :**

16.1 Veuillez justifier la prise de livraison en 2012 d'un TWh associé au contrat cyclable alors que les besoins sont à la baisse et qu'aucune quantité d'énergie n'est prévue être différée.

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 8 ;
  - (ii) Pièce B-0013, pages 5 et 10.

**Préambule :**

(i) Tableau 2 – Besoin en énergie

(ii) Tableau 1 – Prévision des ventes pour les années 2011 et 2012  
Tableau 4 – Croissance des ventes prévues pour 2011

**Demande :**

17.1 Veuillez concilier les tableaux des références (i) et (ii).

- 18. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 9 ;
  - (ii) Pièce B-0022, page 10 ;
  - (iii) Pièce B-0022, page 13 ;
  - (iv) Dossier R-3748-2010, pièce B-0023, page 25.

**Préambule :**

(i) « *La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. [...] Sur cette base, le Distributeur n'entend pas différer d'énergie en 2012, mais verra plutôt à reconduire les transactions financières avec le Producteur.* »

(ii) « *Afin de rétablir l'équilibre offre-demande, le Distributeur a de nouveau exercé son option de suspension de la livraison des 4,3 TWh associés au contrat avec TCE en 2012. Il entend également conclure des transactions financières avec le Producteur portant sur les quantités d'énergie associées au contrat en base et au contrat cyclable qui autrement seraient soit différées, soit revendues sur les marchés de court terme.* »

(iii) « *Un montant de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur, pour la revente de 2,1 TWh du contrat en base, est également inclus dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. Le Distributeur estime que ces transactions lui procureront un gain d'environ 24 M\$ par rapport à un scénario de revente sur les marchés de court terme. Aucun montant lié aux transactions financières relativement aux livraisons du contrat cyclable n'est considéré en 2012.* »

(iv) « *Selon le scénario moyen de la demande présenté dans le Plan, le Distributeur confirme qu'il ne serait pas requis de recourir à ce type de transactions, visant à réduire l'énergie associée au contrat en base, au delà de 2011.* »

**Demandes :**

18.1 Considérant la référence (iv), veuillez justifier le recours à des transactions financières en 2012.

18.2 Veuillez présenter le calcul de la valeur de la transaction de 17,3 M\$.

18.3 Veuillez présenter la stratégie d'utilisation de transactions financières du Distributeur.

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 13 ;
  - (ii) Pièce B-0022, page 14 ;
  - (iii) Pièce B-0022, page 29.

**Préambule :**

(i) « *L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2011.* »

(ii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

(iii) Annexe B – Volume et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.

**Demandes :**

19.1 Veuillez préciser à partir de quels prix à terme du NYISO sont calculés les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année de base 2011.

19.2 Veuillez reproduire les tableaux aux références (ii) et (iii) en présentant séparément les achats relatifs à l'entente cadre des achats d'énergie.

19.3 Aux références (ii) et (iii), veuillez présenter en détail le calcul des coûts d'achats de court terme et de revenus de revente.

19.4 Veuillez reproduire le tableau de la référence (ii) en utilisant, pour les années 2011 et 2012, la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO pour la période allant de mai 2010 à avril 2011. Veuillez présenter les calculs établissant le coût d'achat d'énergie de court terme ainsi que le prix de revente d'énergie.

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 13 ;
  - (ii) Pièce B-0022, page 14 ;
  - (iii) Pièce B-0022, page 29 ;
  - (iv) Dossier R-3775-2011, pièce B-0005, page 17.

**Préambule :**

(i) « De plus, aux fins du présent dossier tarifaire, le Distributeur propose d'intégrer une estimation du gain attribuable au service de modulation de l'EGM, conformément à la méthodologie utilisée dans le dossier R-3775-2011, qui vient réduire les coûts d'approvisionnement. En utilisant les mêmes paramètres que dans le présent dossier tarifaire, soit les prix à terme du mois d'avril 2011, le gain est évalué à 4,2 M\$. »

(ii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

- (iii) Annexe B – Volume et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux
- (iv) Tableau 3.1 – Analyse de rentabilité de l'Entente globale de modulation par rapport à un scénario sans modulation – 2012

**Demandes :**

- 20.1 Veuillez concilier le gain indiqué aux références (i), (ii) et (iii) avec celui à la référence (iv).
- 20.2 Veuillez indiquer si les coûts de revente du solde de modulation et ceux relatifs au service de modulation sont inclus aux références (ii) et (iii). Si oui, veuillez préciser. Si non, veuillez indiquer pourquoi.
- 20.3 Veuillez justifier l'inclusion de gains financiers au bilan des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux alors que les tableaux des références (ii) et (iii) ne font que rapporter les coûts tels qu'ils sont et tels qu'ils devraient être.
- 20.4 Advenant le cas où l'EGM (R-3775-2011) n'était pas acceptée par la Régie d'ici au 1er janvier 2012, veuillez en préciser les impacts quantitatifs et qualitatifs sur le présent dossier tarifaire.

- 21. Références :**
- (i) Pièce B-0022, page 16 ;
  - (ii) Pièce B-0022, page 17 ;
  - (iii) Pièce B-0022, page 17 ;
  - (iv) Pièce B-0022, page 18.

**Préambule :**

- (i) Tableau 7 – Besoins et approvisionnements postpatrimoniaux de 2010
- (ii) Tableau 8 – Activités de revente en 2010 par type de transaction
- (iii) *« De plus, une transaction d'échange d'énergie de près de 300 GWh a été conclue avec le Producteur à un prix équivalent à celui de l'entente cadre, soit environ 87 \$/MWh. Cette transaction se justifiait par l'évolution des besoins constatée depuis le dépôt du dossier tarifaire 2011-2012, qui a amené le Distributeur à utiliser plus d'électricité patrimoniale durant l'été. Cette situation a toutefois causé une inadéquation importante relativement aux valeurs horaires de l'électricité patrimoniale pour les mois de septembre et d'octobre, obligeant ainsi le Distributeur à effectuer des achats de court terme importants pour couvrir des besoins dont le profil horaire irrégulier ne correspondait à aucun produit disponible sur le marché.*

*En effet, le Distributeur faisait face à un profil horaire d'automne caractérisé par des besoins importants en période hors pointe et des surplus en période de pointe. »*

(iv) « *Selon cette transaction d'échange, le Producteur s'engageait à recevoir les surplus du Distributeur et, en échange, lui garantissait le comblement de ses besoins pour des quantités équivalentes.*

*Cette transaction d'échange d'énergie avec le Producteur a donc été conclue dans une perspective de minimisation des coûts d'approvisionnement. Elle a permis au Distributeur de limiter le recours à l'entente cadre, soit l'alternative pour combler ce type de besoin, et d'éviter la revente à un prix nettement inférieur à 87 \$/MWh. En effet, les prix DAM à la zone M du NYISO ont été en moyenne de 45 \$/MWh pour les mois de novembre et décembre, et ce, avant les frais afférents à la revente. Cette transaction d'échange d'énergie (achat et vente) s'est soldée par un coût nul pour le Distributeur. »*

**Demandes :**

- 21.1 Veuillez préciser les différences entre les transactions financières et les transactions d'échange d'énergie avec le Producteur.
- 21.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à de telles transactions d'échange d'énergie par le passé. Si oui, veuillez préciser.
- 21.3 Veuillez faire la démonstration que la transaction d'échange d'énergie (achat et vente) s'est soldée par un coût nul pour le Distributeur en 2010.
- 21.4 Veuillez indiquer si le Distributeur aurait pu éviter de conclure une transaction d'échange d'énergie avec le Producteur en 2010 s'il n'avait pas procédé à des transactions financières en cours d'année avec ce dernier. Veuillez élaborer.
- 21.5 Considérant le plus récent bilan en énergie ainsi que la dernière prévision de la demande, veuillez indiquer si le Distributeur prévoit conclure des transactions d'échange d'énergie avec le Producteur pour 2011 et 2012.

**INVESTISSEMENTS 2012**

- 22. Références :**
- (i) Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-8, document 2, page 9, tableau 5 ;
  - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 2, page 11, tableau 6 ;
  - (iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 2, page 9, tableau 5 ;
  - (iv) Pièce B-0038, page 10, tableau 5.

**Préambule :**

Les données présentées au tableau suivant sont tirées des quatre références ci-dessus :

**Comparaison des investissements < 10 M\$**

Année	Investissements autorisés	Investissements réels	Écart (réels - autorisés)
2007 (R-3677-2008)	654,7	595,0	-59,7
2008 (R-3708-2009)	640	624,1	-15,9
2009 (R-3740-2010)	663,9	623,5	-40,4
2010 (R-3776-2011)	702,1	603,4	-98,7

**Demandes :**

- 22.1 Veuillez expliquer les écarts présentés au tableau en préambule (reports de projets dans le temps, abandons de projets ou autres).
- 22.2 Veuillez indiquer l'impact des variations entre les montants autorisés et le réel sur les revenus requis, pour les projets de moins de 10 M\$, pour chacune des années du tableau en préambule (charges d'exploitation, charges d'amortissement et base de tarification).
- 22.3 Veuillez justifier la hausse demandée au budget des investissements 2012 de moins de 10 M\$ (708,9 M\$ pour 2012 vs 654,2 M\$ pour 2011) étant donné l'historique des écarts présentés en référence.

- 23. Références :**
- (i) Pièce B-0041, pages 7 et 8 ;
  - (ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, pages 101 et 102.

**Préambule :**

- (i) Concernant le développement d'un outil d'aide à la décision dans le cadre de sa stratégie de maintenance et de renouvellement de son réseau de distribution, le Distributeur mentionne :

*« Dans sa décision D-2011-028, la Régie demandait au Distributeur de déposer un suivi de l'avancement de son projet de développement d'un outil d'aide à la décision, dans le cadre de sa stratégie de maintenance et de renouvellement du réseau de distribution. Le Distributeur fait ainsi le point sur cette question. »*

*L'outil permettant de modéliser les différents paramètres de maintenance et de renouvellement est actuellement opérationnel. Par son intermédiaire, le Distributeur a pu identifier un potentiel d'optimisation de sa stratégie de maintenance relativement aux « structures civiles », et ce, sur la base de données colligées depuis trois ans sur près de 3 000 structures civiles. Le Distributeur entend incorporer les résultats de cette approche d'optimisation à sa stratégie de maintenance visant les structures civiles en 2012.*

*Quant aux autres actifs de son réseau de distribution, le Distributeur prévoit recourir à la même approche d'optimisation. »*

(ii) Dans sa décision D-2011-028, la Régie réitérait sa demande au Distributeur de développer « un indicateur reliant les investissements à la qualité du service fourni » ainsi qu'une description détaillée du concept d'outil d'aide à la décision envisagé afin de répondre à cette préoccupation.

**Demandes :**

23.1 Veuillez donner une description détaillée de l'outil d'aide à la décision développé et de son impact sur la prévision faite par le Distributeur des investissements en maintien des actifs de son réseau de distribution.

23.2 Veuillez indiquer en quoi l'outil d'aide à la décision développé permet de relier les investissements à la qualité du service rendu par le Distributeur.

**24. Références :** (i) Pièce B-0041, pages 10 et 11 ;  
(ii) Dossier R-3740-2011, pièce B-1, HQD-13, document 1, page 122.

**Préambule :**

(i) La section 2.4 du document en référence montre les investissements en croissance de la demande. Le budget demandé au poste « Alimentation des abonnés » se voit augmenter de 7,2 M\$ (pour un total de 204 M\$) par rapport à la demande du dossier R-3740-2010. Cette même section ne montre pas le montant demandé en « Mesure de la consommation ».

(ii) Le tableau R-52.1 de cette référence montrait pour sa part une prévision de 40 500 nouveaux abonnés en 2012, pour un budget prévu de 196,7 M\$.

**Demandes :**

- 24.1 Veuillez produire un historique et prévisions des nouveaux abonnements similaires à celui de la référence (ii). Veuillez justifier la hausse prévue au présent dossier.
- 24.2 Veuillez produire le montant des investissements prévus pour 2011 en « Mesure de la consommation ».
- 24.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a une objection à produire systématiquement aux prochains dossiers tarifaires les données demandées aux questions 3.1 et 3.2.

**25. Référence :** Pièce B-0041, pages 10 et 11.

**Préambule :**

Le Distributeur prévoit une enveloppe globale de l'ordre de 110 M\$ pour ses investissements en « Réseau de distribution » afin de répondre à la croissance de la demande pour 2012, en hausse de 43 M\$ par rapport au montant autorisé pour 2011. Il justifie cette hausse en mentionnant :

*« Au cours des dernières années, le nombre de nouveaux clients a augmenté de façon soutenue. Jusqu'à maintenant, le réseau du Distributeur a pu faire face à ces augmentations de charges avec un niveau d'investissement relativement stable. La situation tend cependant à changer. En effet, de plus en plus de projets sont associés à l'intégration de nouveaux postes satellites du Transporteur ou d'augmentation de capacité de ceux-ci. Sur une base individuelle, ces projets présentent des coûts importants. D'ailleurs, plusieurs d'entre eux nécessitent un investissement supérieur à 10 M\$ et font alors l'objet d'une demande d'autorisation spécifique à la Régie. Cette situation, conjuguée à un grand nombre de transferts de charge d'un poste satellite à un autre afin d'optimiser leur utilisation, justifie la hausse des investissements en croissance de la demande.*

*Le Distributeur tient à préciser que près de 60 % du réseau de distribution intégré est monophasé. Si cette situation n'implique pas d'inconvénients pour la grande majorité de la clientèle, elle peut être restrictive à certains endroits. Le Distributeur amorce donc une réflexion pouvant donner lieu à des ententes multipartenaires qui viseraient la conversion de portions du réseau monophasé en réseau triphasé. À cette fin, le Distributeur entend réaliser deux projets pilotes en 2012, lesquels lui permettront de préciser les modalités applicables.*

*Par ailleurs, le Distributeur tient à informer la Régie qu'il réalise, de concert avec le Transporteur, le projet d'intégration du nouveau poste Anse Pleureuse. Initié en 2010, ce projet n'a pas fait l'objet d'une demande spécifique puisque le Distributeur évaluait initialement son investissement à moins de 10 M\$. Le projet sera terminé en 2012 et il appert que les coûts finaux seront plutôt de l'ordre de 12 M\$. » (Nous soulignons)*

**Demandes :**

- 25.1 Veuillez présenter un tableau des principaux travaux à effectuer aux postes satellites du Transporteur (transfert de charges et autres) représentant des investissements de moins de 10 M\$ ainsi que les montants associés.
- 25.2 Veuillez présenter les détails et justifier les projets pilotes de conversion des réseaux monophasés vers des réseaux triphasés ainsi que les montants associés.
- 25.3 Veuillez présenter les objectifs et les coûts associés au projet d'intégration du nouveau poste Anse Pleureuse, initié en 2010 et dont les coûts finaux pour le Distributeur seront supérieurs à 10 M\$ (12 M\$).

- 26. Références :** (i) Pièce B-0041, pages 15 et 16 ;  
(ii) Dossier R-3740-2011, pièce B-1, HQD-8, document 5, page 16.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente à la section 5 de la référence un tableau d'évolution des besoins d'investissements prévus à long terme, ainsi que des explications, notamment en ce qui concerne le poste de « Croissance de la demande » :

«

**TABLEAU 9**  
**ÉVOLUTION DES BESOINS D'INVESTISSEMENT PRÉVUS À LONG TERME (M\$)**

CATÉGORIES	Année de base 2011	Année témoin 2012	2013	2014	2015	2016
Maintien des actifs	336,8	396,1	553,8	536,6	468,7	372,9
Amélioration de la qualité	49,5	52,1	32,8	29,9	31,9	28,4
Croissance de la demande	412,8	439,5	489,7	513,3	463,0	422,0
Respect des exigences	69,0	68,9	69,4	69,6	68,9	69,4
<b>TOTAL</b>	<b>868,1</b>	<b>956,6</b>	<b>1 145,6</b>	<b>1 149,4</b>	<b>1 032,5</b>	<b>892,7</b>

[...]

*En ce qui a trait aux investissements prévus en croissance de la demande, le projet majeur CATVAR ainsi que les projets de travaux d'intégration du réseau de distribution aux postes satellites expliquent l'essentiel de l'évolution des besoins sur la période observée ».*

- (ii) Le Distributeur présentait au précédent dossier cette même information :

«

**TABLEAU 9**  
**ÉVOLUTION DES BESOINS D'INVESTISSEMENT PRÉVUS À LONG TERME (M\$)**

CATÉGORIES	Année témoin 2011	2012	2013	2014	2015
Maintien des actifs	346,3	432,8	621,7	544,6	356,7
Amélioration de la qualité	57,3	67,3	22,6	22,0	24,0
Croissance de la demande	403,9	395,7	420,3	448,7	378,1
Respect des exigences	61,6	57,5	60,5	64,7	66,6
<b>TOTAL</b>	<b>869,2</b>	<b>953,3</b>	<b>1 125,1</b>	<b>1 080,0</b>	<b>825,3</b>

[...]

*En ce qui a trait aux investissements prévus en croissance de la demande, le projet majeur « Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive en réseau » et les projets de travaux d'intégration du réseau de distribution aux postes satellites expliquent essentiellement l'évolution des besoins sur l'horizon observé. »*

**Demande :**

26.1 Veuillez élaborer sur l'augmentation des besoins d'investissements prévus à long terme en croissance de la demande.

**PGÉE**

**27. Référence :** Pièce B-0044, pages 9 et 18.

**Préambule :**

À la page 9, le Distributeur indique, au sujet du service *Comparez-vous* :

*« Il ressort des résultats du projet pilote réalisé en 2010 que la stratégie d'envoi systématique du rapport Comparez-vous aux anciens participants du Diagnostic résidentiel Mieux Consommer (DRMC) doit être raffinée. De plus, le développement du projet ayant nécessité plus d'efforts que prévu, le lancement du service Comparez-vous a dû être reporté de quelques semaines, ce qui a pour effet de réduire les gains prévus de 21 GWh en 2011. »*

À la page 18, le Distributeur indique que le service *Comparez-vous* du programme *Diagnostic résidentiel* permet de « *sensibiliser les clients n'ayant pas répondu aux approches de sensibilisation précédentes.* »

Selon le Distributeur, les résultats du projet-pilote réalisé en 2010 ont été concluants : l'évaluation préliminaire du gain unitaire encourage le Distributeur à lancer le service *Comparez-vous* à grande échelle à l'automne 2011.

**Demandes :**

- 27.1 Veuillez concilier les affirmations des pages 9 et 18 quant au succès du projet-pilote du service *Comparez-vous*.
- 27.2 Veuillez élaborer sur le fait que l'approche préconisée par le service *Comparez-vous* permette de « *sensibiliser les clients n'ayant pas répondu aux approches de sensibilisation précédentes* », en accentuant sur les différences entre les approches précédentes et celle du service *Comparez-vous*.
- 27.3 Veuillez déposer les résultats d'évaluation du projet-pilote, ainsi que les données de cet examen dont, notamment, le nombre de participants, la taille de l'échantillon et les résultats observés en termes de gain unitaire.

**28. Référence :** Pièce B-0044, page 22.

**Préambule :**

Au sujet de la promotion des produits *Mieux Consommer-ENERGY STAR®*, le Distributeur indique qu'il travaille actuellement à la qualification de nouvelles opportunités :

« *Plus précisément, il étudie le potentiel de nouvelles mesures telles que les aérateurs de robinet d'eau chaude et les clapets anti-retour pour les sècheuses.* »

**Demandes :**

- 28.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a déjà fait la promotion de telles mesures dans le cadre de programmes et interventions passées.
  - 28.1.1. Le cas échéant, veuillez justifier que ces mesures soient considérées comme nouvelles et que leur potentiel soit étudié de nouveau.
  - 28.1.2. Sinon, veuillez élaborer sur la différence entre ces mesures et celles déjà promues par le Distributeur dans le cadre de programmes et interventions passées.

**29. Référence :** Pièce B-0044, page 27.

**Préambule :**

Le Distributeur indique avoir analysé l'opportunité de promouvoir les systèmes de récupération de chaleur des eaux grises et se propose de lancer le programme *Récupérateurs de chaleur des eaux grises - Nouvelles constructions* à l'automne 2011, dans le marché de la nouvelle construction résidentielle.

**Demandes :**

- 29.1 Veuillez déposer cette analyse, tenant compte notamment, mais non exclusivement, des hypothèses retenues pour les différents marchés considérés, en termes de gains unitaires, de taille des marchés visés et de coûts pour le Distributeur et les participants.
- 29.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé la possibilité de réaliser un projet-pilote avant de lancer le programme *Récupérateurs de chaleur des eaux grises*.
- 29.2.1. Si oui, veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas fait.
- 29.2.2. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.
- 29.3 Veuillez confirmer que cette mesure est incluse dans l'étude de potentiel technico-économique pour les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et agricole, déposée en 2011 par le Distributeur.
- 29.3.1. Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi cette mesure particulière a été retenue pour le PGEÉ 2012.

- 30. Références :**
- (i) Pièce B-0044, page 32 ;
  - (ii) Pièce B-0044, page 8 ;
  - (iii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 113.

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur indique que le programme *Approche clés en main* n'est plus offert.

Le tableau 2.2 de la référence (ii) présente les révisions apportées au budget 2011 du PGEÉ :

**TABLEAU 2.2 : RÉVISIONS AU BUDGET 2011**

Programmes	R-3740-2010		D-2011-028		Révision HQD	
	M\$	GWh	M\$	GWh	M\$	GWh
Approche clés en main	82	121	50	s/o	11	6
Nouveau volet Petits clients affaires de OIEÉB	s/o	s/o	s/o	s/o	3	10
OIEÉB (sans Petits clients affaires)	71	190	51	s/o	51	133
OIEÉSI	40	191	20	s/o	39	198
<b>Total</b>	<b>193</b>	<b>502</b>	<b>121</b>	<b>s/o</b>	<b>104</b>	<b>346</b>

À la référence (iii), en ce qui a trait notamment à l'Approche clés en main : « La Régie retient des réponses fournies par le Distributeur qu'aucune pénalité n'est associée à de tels contrats multi-annuels, advenant que le montant annuel autorisé par la Régie pour les programmes visés soit inférieur au montant demandé par le Distributeur. »

**Demandes :**

- 30.1 Veuillez détailler les postes budgétaires permettant de totaliser les 11 M\$ prévus au budget 2011 révisé de l'Approche clés en mains.
- 30.2 Veuillez confirmer qu'aucune pénalité ou compensation n'a été versée, sur le montant de 11 M\$ prévu au budget 2011 révisé, en lien avec l'abandon de l'Approche clés en main.

- 31. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 126 ;
  - (ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-055, page 5.

**Préambule :**

Dans sa décision D-2011-028, en référence (i), la Régie demande au Distributeur de déposer, « tenant compte des budgets autorisés », une mise à jour du tableau 6.5 « Impact sur les tarifs du Distributeur en M\$ courants. »

Dans la décision D-2011-055, en référence (ii), la Régie prend acte de « l'impossibilité pour le Distributeur de fournir, dès maintenant, l'information telle que demandée par la Régie concernant le tableau 6.5. »

**Demande :**

31.1 Tenant compte des dépenses anticipées pour 2011, veuillez mettre à jour le tableau 6.5 dont il est question à la référence (i).

- 32. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 117 ;
  - (ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-055, page 6 ;
  - (iii) Pièce B-0045, page 5.

**Préambule :**

Dans sa décision D-2011-028, en référence (i), la Régie autorise pour 2011 des budgets maximaux de 51 M\$ pour l'*Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB)* et de 20 M\$ pour l'*Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI)*.

Dans la décision D-2011-055, en référence (ii), la Régie rappelle au Distributeur qu'il dispose, au besoin, de certains outils d'ajustement budgétaires, dont la contingence et la flexibilité budgétaire : « *Cependant, tout ajustement apporté a posteriori aux budgets doit être dûment justifié par le Distributeur dans le cadre du dossier tarifaire subséquent.* »

Au tableau A-1, en référence (iii), les dépenses 2011 anticipées pour l'*OIEÉB* et l'*OIEÉSI* sont, respectivement, de 54 M\$ et 39 M\$.

**Demande :**

32.1 Tenant compte du rappel fait dans la décision D-2011-055 (référence (ii)), veuillez justifier le fait que les dépenses anticipées pour l'*OIEÉB* et l'*OIEÉSI* (en référence (iii)) soient supérieures aux budgets autorisés dans la décision D-2011-028 (référence (i)).

- 33. Références :**
- (i) Pièce B-0044, page 33 ;
  - (ii) Pièce B-0045, pages 5 et 9.

**Préambule :**

En référence (i), le Distributeur estime l'impact du démarrage plus lent de l'*OIEÉB* à 25 GWh pour 2011, mais indique « *que ce léger retard pourra être rattrapé sur l'horizon du programme.* » Le Distributeur prévoit, pour 2011, un objectif de 133 GWh et des dépenses de 51 M\$.

Au tableau A-1, en référence (ii), les dépenses 2011 anticipées pour l'*OIEÉB* sont de 54 M\$. Au tableau A-5, à la même référence, les économies d'énergies anticipées en 2011 pour l'*OIEÉB* sont de 142 GWh.

**Demandes :**

- 33.1 Veuillez spécifier l'horizon du programme *OIEÉB* dont il est question en référence (i).
- 33.2 Veuillez préciser les actions prévues par le Distributeur pour rattraper le « *léger retard* » de 25 GWh (soit 20 % des objectifs de 2011) dont il est question en référence (i).
- 33.3 Veuillez concilier les objectifs et dépenses anticipés en 2011 pour l'*OIEÉB* aux références (i) et (ii). Veuillez corriger l'une ou l'autre référence, le cas échéant.

**34. Référence :** Pièce B-0044, page 34.

**Préambule :**

En ce qui a trait à l'*OIEÉSI*, le Distributeur indique que les prévisions combinées des anciens programmes (*Appui aux initiatives-Systèmes industriels, PIIGE, PADIGE* et *PAMUGE*) et des volets mis en œuvre du nouveau programme sont de 198 GWh économisés en 2011, pour des dépenses de 39 M\$. Le Distributeur estime à 17,4 M\$ la somme requise pour couvrir l'aide financière associée aux dossiers déposés dans le cadre des anciens programmes.

**Demandes :**

- 34.1 Veuillez indiquer si la somme de 17,4 M\$ requise pour couvrir l'aide financière associée aux programmes *Appui aux initiatives-Systèmes industriels, PIIGE, PADIGE* et *PAMUGE* doit permettre de finaliser le retrait de ces programmes.

34.1.1. Sinon, veuillez fournir le calendrier de retrait et les sommes prévues à cette fin.

**35. Référence :** Pièce B-0044, pages 34 à 37.

**Préambule :**

La proposition du Distributeur pour l'*OIEÉSI* comporte, en 2012, sept volets, classés en deux catégories : le *Soutien à l'analyse* et le *Soutien à l'investissement*. Le *Soutien à l'analyse* a été mis en œuvre comme prévu en 2011.

Le *Soutien à l'investissement* comporte cinq volets :

- 1) *Modernisation*
- 2) *Modernisation grands projets*

- 3) *Démonstration technologique*
- 4) *Mesures prescriptives*
- 5) *Agrandissement, nouvelle construction ou ajout de ligne de production.*

Les volets 4 et 5 ont été mis en œuvre comme prévu en 2011. Cependant, compte tenu que la notion de surcoût par rapport à un règlement ou à un standard de marché ne peut s'appliquer aux volets 1 et 2, le Distributeur n'était pas en mesure de les mettre en œuvre en 2011.

**Demandes :**

35.1 Veuillez indiquer si le volet 3 (*Démonstration technologique*) du *Soutien à l'investissement* de l'*OIEÉSI* a été lancé en 2011.

35.1.1. Le cas échéant, veuillez élaborer sur l'application de la notion de surcoût, en lien avec ce volet.

**36. Référence :** Pièce B-0044, pages 35 et 36.

**Préambule :**

Dans sa proposition relative à l'*OIEÉSI*, le Distributeur souligne que les volets *Modernisation* et *Modernisation grands projets* s'appliquent aux procédés industriels, où l'absence de référence de marché est la règle. Dans ce cas, la pratique nord-américaine consiste à utiliser comme référence pour le calcul des gains énergétiques et des coûts des mesures (appelés coûts totaux dans le dossier R-3740-2010) la situation existante du client. Cette façon de faire est la pratique établie par des organismes reconnus.

Le Distributeur réfère, à cet égard, aux documents « *Understanding Cost Effectiveness of Energy Efficiency Programs: Best Practices, Technical Methods and Emerging Issues for Policy-Makers-A resource of the National Plan for Energy Efficiency* » et « *Common EM&V Methods and Savings Assumptions Project.* »

**Demandes :**

36.1 Veuillez indiquer si les organismes reconnus dont il est question en référence sont l'Environmental Protection Agency (EPA) et KEMA.

36.1.1. Sinon, veuillez préciser de quels organismes il est question.

- 37. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 36 et 37 ;
  - (ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 116 ;
  - (iii) Pièce B-0044, page 33.

**Préambule :**

À la référence (i) le Distributeur présente le programme *OIEÉB*, qui comprend deux volets. Le volet *Approche sur mesure* offre des services d'accompagnement, la réalisation d'audits ou le montage de dossier. Le volet *Approche prescriptive* propose, quant à lui, une approche prescriptive simplifiée et élargie pour les mesures d'éclairage, de contrôle, ainsi que de climatisation, ventilation et chauffage, dans les bâtiments du secteur commercial.

À la référence (ii), la Régie demande, dans sa décision D-2011-028, d'utiliser le surcoût des mesures promues par rapport aux standards du marché, plutôt que leur coût total, comme base de référence pour le calcul de l'aide financière de tous les volets de l'*OIEÉB*.

Référence (iii) :

*« L'utilisation du surcoût des mesures plutôt que leur coût total comme base de référence pour le calcul de l'aide financière concerne une partie seulement des projets du volet Approche sur mesure pour les bâtiments commerciaux. Le Distributeur avait estimé à 20 % la contribution de ces projets à l'objectif du programme. Leur retrait se traduit par une réduction des gains énergétiques de 33 GWh pour l'année 2011 et d'environ 260 GWh pour la période 2011-2015. »*

**Demandes :**

37.1 Veuillez justifier le fait que l'utilisation du surcoût comme base de référence pour le calcul de l'aide financière ne concerne pas le volet *Approche prescriptive*, tenant compte, d'une part, de l'ordonnance de la Régie qui s'applique à tous les volets de l'*OIEÉB*, et, d'autre part, de la nature des mesures couvertes par ce volet.

37.2 Veuillez motiver le retrait du volet *Approche sur mesure* du programme *OIEÉB*.

- 38. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, pages 111 et 113 ;
  - (ii) Pièce B-0045, page 5 ;
  - (iii) Pièce B-0044, pages 32 à 34.

**Préambule :**

Dans sa décision D-2011-028, en référence (i), la Régie relève que SNC-Lavalin assure l'exploitation de l'*OIEÉB* jusqu'en 2015. La Régie retient en outre des réponses fournies par le Distributeur qu'aucune pénalité n'est associée à un tel contrat multi-annuel, advenant que le

montant annuel autorisé par la Régie pour les programmes visés soit inférieur au montant demandé par le Distributeur.

Au tableau A-1, en référence (ii), les dépenses 2011 anticipées pour l'*OIEÉB* est de 54 M\$.

En référence (iii), le Distributeur présente les faits saillants et les modifications proposées pour l'*OIEÉB*.

**Demandes :**

- 38.1 Veuillez détailler les postes budgétaires permettant de totaliser les 54 M\$ prévus au budget 2011 révisé de l'*OIEÉB*.
- 38.2 Veuillez confirmer qu'aucune pénalité ou compensation n'a été versée, sur le montant de 54 M\$ prévu au budget 2011 révisé de l'*OIEÉB*.
- 38.3 Veuillez indiquer, le cas échéant et tenant compte des modifications proposées à l'*OIEÉB*, si les aspects financiers de l'entente existant entre le Distributeur et SNC-Lavalin quant à l'exploitation de l'*OIEÉB* diffèrent de l'entente originale, conclue en 2010. Veuillez élaborer.

**39. Référence :** Pièce B-0044, page 37.

**Préambule :**

Le Distributeur indique qu'il poursuit l'amélioration de l'efficacité énergétique de ses bâtiments et autres installations. À la fin de 2012, le Distributeur prévoit avoir réalisé quelque 62 projets depuis 2005. Ces derniers assureront des économies d'énergie cumulatives d'environ 33 GWh.

**Demandes :**

- 39.1 Veuillez indiquer le nombre total de projets visés par cette intervention et l'horizon de réalisation de celle-ci.
- 39.2 Veuillez indiquer le nombre de projets réalisés et terminés à ce jour.

**40. Références :**

- (i) Pièce B-0044, page 43 ;
- (ii) Pièce B-0045, page 13 ;
- (iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 13.

**Préambule :**

En référence (i), le Distributeur indique que la commercialisation du chauffe-eau à trois éléments de 60 gallons avec alimentation en eau froide par le bas a débuté et que plus de 5 400 chauffe-eau ont été vendus jusqu'à maintenant.

Le Distributeur collabore actuellement avec un manufacturier afin de développer une offre de chauffe-eau à trois éléments de 60 gallons avec alimentation d'eau froide par le haut. Cette phase devrait être complétée pour permettre le début de la commercialisation de ce type de chauffe-eau en 2012.

Le tableau B-1 de la référence (ii) indique, parmi les hypothèses de calcul de ce programme, que 20 694 chauffe-eau à trois éléments devraient être vendus en 2012.

Le tableau B-1 de la référence (iii) indique que l'objectif du programme était de 12 457 chauffe-eau à trois éléments vendus en 2011.

**Demandes :**

- 40.1 Veuillez expliquer que le Distributeur n'ait atteint, à ce jour, que 43 % de ses objectifs en 2011. Veuillez indiquer, le cas échéant, si l'objectif doit être révisé.
- 40.2 Tenant compte des résultats observés à ce jour, ainsi que du fait qu'une nouvelle offre est actuellement en développement pour des chauffe-eau avec alimentation d'eau froide par le haut, veuillez justifier que les objectifs du programme en 2012 correspondent à 166 % des objectifs de 2011.
- 40.3 Veuillez quantifier la clientèle cible visée par le programme.
- 40.4 Veuillez préciser l'horizon d'intervention envisagé pour le programme.

- 41. Références :**
- (i) Pièce B-0044, page 45 ;
  - (ii) Dossier R-3584-2005, pièce HQD-1, document 1, page 86;
  - (iii) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-14, document 3, annexe A, page 7.

**Préambule :**

En référence (i), le Distributeur indique qu'il évalue la possibilité de comptabiliser les gains énergétiques pour ses activités en lien avec la réglementation en matière d'efficacité énergétique.

En référence (ii), le Distributeur prévoyait, en 2005, se créditer des économies annuelles de l'ordre de 200 GWh récurrents implantés à partir de la fin de 2010, pour son implication dans le domaine de la réglementation.

Or, en 2007, au tableau A-4 : *Impact énergétique période 2003-2008*, à la référence (iii), le Distributeur n'associait aucun impact énergétique à l'activité *Réglementation*, qu'il associait à ses activités conjointes avec l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec (AEÉ.)

**Demandes :**

- 41.1 Veuillez distinguer les activités de la référence (i) de celles des références (ii) et (iii). Veuillez notamment spécifier si les activités de la référence (i) sont réalisées en collaboration avec le ministère des Ressources naturelles et Faune du Québec (MRNFQ).
- 41.2 Veuillez justifier que les activités de la référence (iii) soient comptabilisées par l'AEÉ et que les activités de la référence (i) le soient par le Distributeur, plutôt que par le MRNFQ.
- 41.3 Veuillez justifier que le Distributeur évalue la possibilité de comptabiliser les gains énergétiques pour ses activités en lien avec la réglementation, si aucun gain énergétique n'y a été associé par le passé (référence (iii)).

**42. Référence :** Pièce B-0044, page 46.

**Préambule :**

Le Distributeur indique que le budget demandé pour les activités de planification et conception en 2011 s'élève à 3 M\$.

**Demande :**

- 42.1 Veuillez confirmer que le budget demandé pour les activités de planification et conception est prévu pour 2012, plutôt que 2011.

**43. Références :**

- (i) Pièce B-0044, page 47 ;
- (ii) Pièce B-0044, page 7 ;
- (iii) Pièce B-0045, pages 8, 9 et 13.

**Préambule :**

En référence (i), le Distributeur indique avoir complété et déposé en 2011 les rapports d'évaluation des programmes *Mieux Consommer-résidentiel* (volet *Éclairage*), *Géothermie*, et *Produits efficaces-Éclairage*. L'influence du tronc commun a également fait l'objet d'un rapport d'évaluation.

Il spécifie que les redressements de l'impact énergétique de ces programmes pour les années 2008 et 2009 seront présentés dans le rapport annuel 2011 du Distributeur.

Le tableau 2.1 : *PGEÉ 2003-2010* est présenté en référence (ii).

Les tableaux A-4 : *Impacts énergétiques-période 2011-2015 (GWh implantés et cumulés)*, A-5 : *Impacts énergétiques-période 2011-2015 (GWh ajoutés)* et B-1 : *Hypothèses de calcul 2012* sont présentés en référence (iii).

**Demandes :**

43.1 Veuillez indiquer si les tableaux 2.1, de la référence (ii), ainsi que A-4, A-5 et B-1, de la référence (iii), tiennent compte des redressements de l'impact énergétique des programmes *Mieux Consommer-résidentiel* (volet *Éclairage*), *Géothermie*, et *Produits efficaces-Éclairage*, ainsi que du tronc commun pour les années 2008 et 2009.

43.1.1. Sinon, veuillez ajuster ces tableaux de manière à intégrer les redressements de l'impact énergétique présenté dans le rapport annuel 2011 du Distributeur.

- 44. Références :**
- (i) Dossier R-3519-2003, pièce HQD-1, pages 5 et 35 ;
  - (ii) Dossier R-3552-2004, pièce HQD-1, pages 25 et 94 ;
  - (iii) Dossier R-3584-2005, pièce HQD-1, pages 12 et 88 ;
  - (iv) Dossier R-3610-2006, pièce HQD-15, pages 20 et 72 ;
  - (v) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-14, document 3, pages 26 et 94 ;
  - (vi) Dossier R-3677-2008, pièce HQD-14, document 1, pages 13 et 83 ;
  - (vii) Dossier R-3708-2009, pièce HQD-8, document 8, pages 13 et 63 ;
  - (viii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 14, 58 et 59 ;
  - (ix) Pièce B-0044, pages 15, 50 et 56.

**Préambule :**

La Régie comprend qu'un test de neutralité tarifaire (TNT) présentant une valeur négative indique que les programmes et activités du PGEÉ exercent une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur. Au contraire, un TNT présentant une valeur positive indique que les programmes et activités du PGEÉ n'exercent pas de pression à la hausse sur les tarifs.

La Régie collige le tableau suivant, à partir des informations des références (i) à (ix).

Données financières (M\$)	Année tarifaire								
	2004 Ref (i)	2005 Ref (ii)	2006 Ref (iii)	2007 Ref (iv)	2008 Ref (v)	2009 Ref (vi)	2010 Ref (vii)	2011 Ref (viii)	2012 Ref (ix)
Budget total du PGEÉ*	40,4	119,3	169,3	245	252	262,2	249	333	233
TNT	(21,3)	(113)	(20,6)	554	71	575	84	(1 043)	(795)

\* Budget demandé par le Distributeur

À la page 56 de la référence (ix), le Distributeur explique que l'impact net du PGEÉ sur les tarifs s'explique principalement par les volumes d'économies d'énergie, lesquels impliquent une perte de revenus pour le Distributeur : « Cette perte est d'autant plus importante que le Distributeur, d'une part, vise davantage les clientèles aux tarifs G et M et, d'autre part, attribue une aide financière conséquente à ces clientèles pour atteindre les objectifs d'économies d'énergie qui leur sont associés. »

**Demandes :**

- 44.1 Veuillez expliquer les grandes fluctuations observées quant aux résultats du TNT depuis 2004. Veuillez, si possible, établir un lien avec l'ampleur du budget annuel demandé.
- 44.2 Compte tenu que les résultats du TNT de 2011 et 2012 sont les plus faibles observés depuis 2004, la Régie en conclut que la pression à la hausse sur les tarifs due au PGEÉ est plus forte depuis 2011 et 2012. Veuillez confirmer ou infirmer cette lecture, en élaborant.
- 44.2.1. Si oui, veuillez expliquer pourquoi des budgets comparables à ceux demandés entre 2007 et 2010 entraînent, en 2011 et 2012, une pression beaucoup plus forte sur les tarifs.
- 44.3 Veuillez confirmer que le Distributeur recherche, lors du choix des mesures et interventions constituant le PGEÉ, celles dont l'impact sur les tarifs est le moins grand.
- 44.3.1. Sinon, veuillez élaborer.
- 44.4 Veuillez expliquer les choix du Distributeur quant aux mesures et interventions constituant le PGEÉ 2012, tenant compte du résultat du TNT et de la citation en page 56 de la référence (ix).

- 45. Références :** (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, page 117 ;  
(ii) Pièce B-0045, page 27.

**Préambule :**

Référence (i) :

« La Régie demande au Distributeur d'ajouter aux éléments de suivi de programme habituels, des informations spécifiques quant aux résultats obtenus par l'OIEÉB et l'OIEÉSI, quant à la nature des mesures implantées et quant aux coûts et surcoûts de ces mesures. »

En référence (ii), le Distributeur indique que ces éléments seront inclus au Rapport annuel 2011 du Distributeur.

**Demande :**

45.1 Compte tenu des modifications proposées aux programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI* dans le présent dossier, veuillez fournir les informations spécifiquement demandées par la Régie dans la décision D-2011-028.

- 46. Références :**
- (i) Pièce B-0044, page 15 ;
  - (ii) Pièce B-0044, page 57 ;
  - (iii) Pièce B-0025, pages 10 et 11.

**Préambule :**

À la référence (i), le tableau 4.1 détaille le budget 2012 par poste budgétaire. Les coûts associés aux activités d'*Innovation technologiques et commerciales* totalisent 10 M\$. Le poste budgétaire *Commercialisation* totalise, quant à lui, 30 M\$.

À partir de la référence (ii), la Régie reproduit un extrait du tableau 6.8, qui présente l'impact du PGEÉ 2012 sur les tarifs du Distributeur :

GRAND TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coûts évités par le Distributeur	-15,1	-49,1	-86,7	-133,4	-166,3	-167,7	-168,1	-167,5	-165,3	-162,4
Pertes de revenus	19,8	65,8	120,8	184,9	230,5	240,3	248,8	248,5	245,3	241,4
Charges d'exploitations	51,9	51,5	52,8	56,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact du compte de frais reportés	5,2	34,2	63,6	95,3	120,2	115,3	110,4	105,5	100,6	95,7
<b>Impact sur les revenus requis du Distributeur (RI)</b>	<b>61,9</b>	<b>102,3</b>	<b>150,5</b>	<b>203,6</b>	<b>184,4</b>	<b>187,9</b>	<b>191,1</b>	<b>188,5</b>	<b>180,7</b>	<b>174,7</b>
<b>Impact sur les revenus requis du Distributeur (RA)</b>	<b>0,01</b>	<b>0,02</b>	<b>0,04</b>	<b>0,02</b>	<b>-0,01</b>	<b>-0,02</b>	<b>-0,03</b>	<b>-0,04</b>	<b>-0,05</b>	<b>-0,05</b>
<b>Impact net sur les tarifs (M\$)</b>	<b>61,9</b>	<b>102,3</b>	<b>150,5</b>	<b>203,6</b>	<b>184,4</b>	<b>187,9</b>	<b>191,1</b>	<b>188,5</b>	<b>180,6</b>	<b>174,6</b>

À la référence (iii), le Distributeur propose qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle soient recouverts dans les revenus requis de l'année plutôt que d'être comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans. L'impact annuel de cette modification sur les charges d'exploitation est de 51,9 M\$ pour 2012.

**Demandes :**

46.1 Veuillez fournir un tableau, suivant le format du tableau 4.1 (référence (i)), détaillant ces charges d'exploitation de 51,9 M\$ en 2012, par programme et par poste budgétaire (développement, commercialisation, exploitation, aide financière, ainsi que suivi et évaluation).

46.2 Veuillez détailler le calcul ayant permis au Distributeur d'estimer à 51,9 M\$ les charges d'exploitation associées au PGEÉ 2012. Veuillez notamment tenir compte, dans votre réponse, du fait que les coûts associés aux activités d'*Innovation technologiques et commerciales* et le poste budgétaire *Commercialisation* totalisent 40 M\$ à la référence (i).

- 46.3 Veuillez fournir une version du tableau 6.8 de la référence (ii) tenant compte de l'hypothèse qu'aucune charge d'exploitation ne soit associée au PGEÉ en 2012.
- 46.4 Veuillez fournir une version du tableau 6.8 de la référence (ii) ne présentant, strictement, que l'impact sur les tarifs du PGEÉ 2012 (et non celui des années subséquentes), avec et sans charge d'exploitation.

- 47. Références :** (i) Pièce B-0025, pages 10 et 11 ;  
(ii) Dossier R-3473-2001, décision D-2003-110, pages 14 et 15.

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur propose qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle soient recouvrés dans les revenus requis de l'année plutôt que d'être comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans. L'impact annuel de cette modification sur les charges d'exploitation est de 51,9 M\$ pour 2012.

Référence (ii) :

*« Deux tests de rentabilité sont requis pour retenir une mesure d'efficacité à l'intérieur du PGEÉ. Le test du coût total en ressources (CTR) vise à s'assurer que les coûts évités par la mesure viennent compenser les coûts nécessaires à son implantation, indépendamment de qui fait la dépense. [...]*

*Le second test de rentabilité vise à s'assurer de la rentabilité pour le client participant. Ce test compare le coût défrayé par le client pour implanter la mesure d'économie d'énergie par rapport à d'éventuels gains sur sa facture d'électricité découlant de l'adoption de cette mesure. »*

**Demandes :**

- 47.1 Veuillez confirmer que :
- a) le choix des mesures, programmes et interventions inclus au PGEÉ repose en bonne partie sur leur rentabilité mesurée à l'aide du test du coût total en ressources et du test du participant ;
  - b) les tarifs d'électricité sont un intransigent à ces tests de rentabilité, ainsi que le traitement comptable de ces coûts et leur amortissement.
- 47.2 Tenant compte de l'impact d'une hausse de tarifs sur le calcul de ces deux tests et du nouveau traitement comptable proposé pour les coûts du PGEÉ, veuillez élaborer sur l'effet de la proposition du Distributeur en référence (i) sur les choix des mesures, programmes et interventions inclus au PGEÉ.

## PGEE – GÉOTHERMIE RÉSIDENIELLE

- 48. Références :**
- (i) Pièce B-0044, page 26 ;
  - (ii) Rapport d'évaluation du programme *Géothermie – Marché résidentiel*, Années 2007 à 2009, SOM, 25 mars 2011, page 25.

**Préambule :**

(i) Concernant les modalités du programme de Géothermie résidentielle, le Distributeur mentionne avoir mis en application les hypothèses de l'évaluation du programme (voir référence (ii)) afin d'en quantifier l'impact énergétique. Il indique par contre avoir modifié l'hypothèse d'attribution au programme du Distributeur des gains énergétiques associés aux bâtiments existants, afin de tenir compte de l'absence du programme fédéral écoÉNERGIE Rénovation – Maisons à compter de mars 2012.

(ii) Le tableau 4-8 de la référence présente les poids relatifs des programmes du Distributeur, de l'AEÉ et de l'OEÉ en ce qui a trait à la répartition des gains énergétiques générés par leurs différents programmes de subvention à la géothermie.

Ce tableau fait état de poids relatifs de 38 %, 22 % et 40 % pour les programmes du Distributeur, de l'AEÉ et de l'OEÉ respectivement, dans le cas de la construction existante.

**Demande :**

- 48.1 Veuillez indiquer quel poids relatif d'attribution des gains relatifs au programme du Distributeur a été utilisé dans le cas de la construction existante, ainsi que la méthode utilisée afin de le quantifier.

## PGEE EN RÉSEAUX AUTONOMES

- 49. Référence :** Pièce B-0058, page 31 ;

**Préambule :**

*« Bien qu'une analyse d'opportunité sur le remplacement de l'éclairage de rue ait été effectuée en 2010 et que celle-ci démontrait un potentiel important, le programme n'a pas pu être déployé. Les communautés n'ont pas montré d'intérêt envers le programme en raison des contraintes budgétaires. Quant à la ville, elle a fait l'achat du matériel avant de connaître les critères d'admissibilité des produits. »*

**Demandes :**

- 49.1 Veuillez déposer l'analyse d'opportunité citée par le Distributeur.
- 49.2 Veuillez élaborer sur les possibilités, pour le Distributeur, de proposer à la communauté de financer à 100 % le remplacement de l'éclairage de rue.

- 50. Références :** (i) Pièce B-0041, pages 13 et 14 ;  
(ii) Pièce B-0058, pages 20 à 22.

**Préambule :**

(i)

PROJETS	Année historique 2010	Année de base 2011	Année témoin 2012	2013	2014	2015	2016
Travaux de raccordement du réseau de distribution							
Poste Lefrançois	0,6	2,2		7,0	5,0	8,7	3,0
Poste Bourassa		0,1		5,6	6,2	7,8	2,9
Poste Fleury			1,6	17,3	17,8	15,8	5,9
Poste Delorimier				1,2	12,9	13,2	11,7
Poste Charland				0,9	5,9	4,7	1,8
Poste Lac des rapides				5,0	5,0	5,0	3,0
Poste Port Daniel				1,0	4,0	4,5	5,5
Poste Duchesnay					4,7	5,3	
Poste Baie St-Paul						4,0	6,6
Lecture à distance (LAD)	10,7	23,3	89,3	247,1	205,1	146,0	69,7
Alimentation Clova			3,2	7,0			
Réfection de la ligne de transport L0778 des Îles-de-la-Madeleine			7,6	10,6			
Ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules			1,6	2,9	3,9	9,5	
Remplacement du câble de relève de l'île d'Orléans			0,6	9,5			
Remplacement des lignes de transport de Schefferville				7,3	9,6	8,9	2,8
Évacuateurs de crues Menihék - Schefferville				5,0	6,0	4,0	0,5
Construction de la centrale thermique de Puvirnituq				0,9	5,3	14,0	19,6
Réfection des digues Menihék - Schefferville					7,0	7,0	

« Pour répondre à la croissance de la demande aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur prévoit procéder à un ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules. »

(ii) « La centrale de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine fera l'objet d'une augmentation de la puissance plus tôt que ce qui avait été prévu à l'origine. L'augmentation des besoins de chauffage, conjointement avec l'augmentation des besoins d'électricité pour divers appareils, est à la source de la rapide croissance de la demande en électricité depuis les dernières années. »

Le Distributeur présente ensuite les bonifications qu'il entend apporter au PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine et précise : « La bonification du PUEÉ devrait permettre une réduction de la croissance d'environ 2 890 kW de la demande de chauffage pour le marché affaires et de 227 kW pour celle du marché résidentiel, et ce, sur un horizon de cinq ans. Le budget additionnel du PUEÉ pour 2012 est de 0,5 M\$. »

**Demandes :**

- 50.1 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit une campagne de communication, spécifique aux habitants des Îles-de-la-Madeleine, qui accompagnera le programme de bonification du PUEÉ et présentera les avantages du chauffage au mazout par rapport au chauffage électrique, dans le contexte des Îles-de-la-Madeleine. Sinon, veuillez le justifier.
- 50.2 Considérant que l'objectif à 5 ans de la bonification du PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine est une réduction de la demande de chauffage de l'ordre de 3,1 MW, veuillez indiquer sur un horizon de 5 ans quel budget additionnel le Distributeur prévoit investir dans la bonification du PUEÉ pour atteindre cet objectif.
- 50.3 Veuillez mettre en perspective les coûts de la bonification du PUEÉ et la réduction de la demande escomptée grâce à elle, par rapport à l'ajout de capacité prévu à la centrale de Cap-aux-Meules.
- 50.4 Veuillez indiquer comment le programme de bonification du PUEÉ pourrait retarder encore plus ou éviter l'ajout de capacité à la centrale de Cap-aux-Meules.

**PROMOTION DE LA BI-ÉNERGIE ET DU TARIF DT**

- 51. Références :** (i) Pièce B-0045, page 31 ;  
 (ii) Pièce B-0054, page 36.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur explique que suite à la séance d'information du 25 mai 2011, il prévoit une campagne promotionnelle visant la bi-énergie et le tarif DT, avec les différents intervenants de l'industrie du chauffage au mazout. Il précise : « *Le développement de certains outils de communication est en cours de production et le Distributeur débutera la diffusion auprès des clients concernés dès 2011.* »

(ii)

<b>TABLEAU 28 RENTABILITÉ DE LA BI-ÉNERGIE</b>			
<b>COÛTS ACTUALISÉS (\$2012) - HORIZON 20 ANS</b>	<b>Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)</b>	<b>Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)</b>	<b>Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)</b>
<b>Rentabilité du client bi-énergie</b>	3 144 \$	3 658 \$	6 546 \$
<b>Rentabilité du Distributeur</b>	2 804 \$	2 358 \$	-155 \$

**Demandes :**

- 51.1 Veuillez préciser les objectifs de la campagne de promotion de la bi-énergie et du tarif DT sur : les taux de notoriété de la bi-énergie et du tarif DT, la compréhension de la clientèle de ce tarif et les taux d'adoption ou de retour à la bi-énergie (selon le type de clientèle visée).
- 51.2 Veuillez présenter les outils de communication développés en précisant quels messages sont destinés à quels profils de clients, quand la campagne est prévue commencer et pour quelle durée.
- 51.3 Veuillez indiquer les budgets prévus pour cette campagne.
- 51.4 Veuillez préciser les moyens prévus par le Distributeur pour mesurer spécifiquement l'impact de la campagne sur le nombre de clients bi-énergie ayant la climatisation et une piscine chauffée.

**52. Références :** Pièce B-0054, page 35.

**Préambule :**

**TABLEAU 27**  
**RECALIBRAGE ILLUSTRATIF DU TARIF DT À REVENUS CONSTANTS**  
**POUR TENIR COMPTE DES USAGES ESTIVAUX**

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 21,28 ¢/kWh	Avant effacement	-24 \$	0 \$	128 \$
		Après effacement *	90 \$	114 \$	242 \$
	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 24,92 ¢/kWh	Avant effacement	-152 \$	-128 \$	0 \$
		Après effacement *	56 \$	79 \$	208 \$

\* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

**Demande :**

- 52.1 Veuillez élaborer sur le choix d'appliquer au tarif de pointe par temps froid une hausse destinée à compenser une consommation importante d'électricité pour des usages d'été et indiquer si une répartition différente de la hausse entre les deux niveaux tarifaires permettrait de moins pénaliser les clients qui n'ont pas de consommation liée à une piscine ou à la climatisation.

## MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE D'ELECTRICITE

- 53. Références :** (i) Pièce B-0051, page 7;  
(ii) Pièce B-0051, page 10.

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur souligne que la Régie visait à obtenir une neutralité entre les montants remboursés et les montants réclamés lorsqu'elle a adopté les modalités relatives aux compteurs croisés.

À la référence (ii), le Distributeur propose de modifier les périodes visées pour les corrections des erreurs de facturation dans le cas des compteurs croisés. Le changement proposé implique des périodes différentes selon qu'il s'agit d'un remboursement ou d'une réclamation. Dans le cas d'une réclamation au client, le Distributeur souhaite fixer une période maximale de 6 mois.

**Demande :**

- 53.1 Sous sa forme actuelle, la proposition du Distributeur ne respecterait pas la neutralité visée par la Régie à la référence (i). Veuillez justifier l'écart entre la période de remboursement et celle de réclamation, et élaborer sur l'équité de cette proposition pour les clients dont les compteurs sont croisés.

- 54. Référence :** Pièce B-0051, page 10.

**Préambule :**

À la référence, il est indiqué que « *Par ailleurs, le Distributeur juge important d'ajouter une règle prévoyant que si le titulaire en débit savait ou devait savoir que la consommation facturée n'était pas la sienne [...].* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 54.1 Veuillez justifier votre proposition d'inclure par l'expression « devait savoir » une présomption à l'égard du client.
- 54.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur pourra déterminer objectivement que le titulaire savait que sa consommation facturée n'était pas la sienne.
- 54.3 Veuillez expliquer comment le titulaire peut déterminer que son compteur est croisé. De plus, veuillez expliquer comment le titulaire peut déduire que sa consommation réelle est supérieure à sa consommation facturée.

**55. Référence :** Pièce B-0051, page 12.

**Préambule :**

Le Distributeur indique à la référence que «*f) les dispositions du paragraphe 4 s'appliquent malgré toute autre disposition des présentes conditions de service d'électricité. Elles s'appliquent lorsque deux (2) compteurs ou plus sont affectés par la correction, dans ce dernier cas en y apportant les ajustements nécessaires.* »

**Demandes :**

- 55.1 Veuillez expliquer votre proposition d'inclure l'expression « toute autre disposition des présentes conditions de service d'électricité ». De plus, veuillez préciser quelles sont les dispositions visées par cette mention.
- 55.2 Veuillez fournir et expliquer les ajustements nécessaires prévus au paragraphe 4 de l'article 11.5 lorsque plus de deux compteurs sont affectés par une situation de compteurs croisés.

**56. Référence :** Pièce B-0051, page 13.

**Préambule :**

Le Distributeur mentionne à la référence qu'il souhaite introduire une nouvelle définition à l'article 3.1 concernant les clients liés.

**Demandes :**

- 56.1 Veuillez justifier les modifications demandées quant à la notion de *clients liés*.
- 56.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend procéder pour déterminer si les clients concernés sont liés ou non.
- 56.3 Que compte faire le Distributeur si deux *clients liés* demandent que les ajustements soient appliqués sur leur facture.
- 56.4 Veuillez fournir et expliquer les ajustements nécessaires prévus pour deux clients dont l'un participe au contrôle de l'autre au sens de l'article 5.2 de la Loi sur les valeurs mobilières, L.R.Q., c. V-1.
- 56.5 Veuillez définir les notions de « conjoint » et d' « associé » à l'article 3.1 proposé.

**STRATÉGIE TARIFAIRE  
RETRAIT DU TARIF DE TRANSITION DESTINÉ AUX CLIENTS BÉNÉFICIAIRES  
D'UN CONTRAT SPÉCIAL**

**57. Référence :** Pièce B-0054, page 42 ;

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur mentionne que : « *Comme les contrats particuliers sont approuvés par le gouvernement, les modalités de transition devraient faire partie dorénavant des négociations entre le client et le gouvernement afin d'être intégrées à son contrat.* Dans ce contexte, le Distributeur propose d'abroger le tarif de transition » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 57.1 Veuillez confirmer que l'abrogation proposée n'aura d'effet qu'à l'égard des contrats qui seront conclus à compter de l'entrée en vigueur de l'abrogation. Dans la négative, veuillez justifier que l'abrogation proposée s'appliquera également aux contrats en vigueur.
- 57.2 Veuillez indiquer le nombre de contrats spéciaux en cours et qui ne pourront pas bénéficier du tarif de transition si la demande du Distributeur est acceptée par la Régie.
- 57.3 Veuillez ventiler votre réponse par année d'expiration du contrat spécial et par type d'industrie tout en les regroupant par client. Veuillez attribuer un numéro pour identifier les clients.

**MODALITÉS DU TARIF L RELATIVES AU RODAGE DE NOUVEAUX  
ÉQUIPEMENTS**

**58. Référence :** Pièce B-0054, page 44.

**Préambule :**

À la référence, il est indiqué que « *Le Distributeur propose d'ajouter une clause qui lui réserverait le droit de mettre fin aux modalités relatives au rodage d'un client moyennant un préavis de 30 jours. Si un client n'était pas en mesure de démontrer que son usine est toujours en rodage [...]* ».

**Demandes :**

- 58.1 Veuillez préciser comment le Distributeur pourra déterminer objectivement qu'un client n'est plus en rodage.
- 58.2 Veuillez préciser comment le client sera en mesure de démontrer qu'il est toujours en rodage.

**TARIF D'ÉCLAIRAGE PUBLIC ET SENTINELLE**

**59. Référence :** Pièce B-0054, page 46, tableau 33.

**Préambule :**

**TABLEAU 33**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU SERVICE GÉNÉRAL D'ÉCLAIRAGE PUBLIC**  
**AU 31 DÉCEMBRE 2010**

	<b>Abonnements</b>	<b>Revenus (M\$)</b>
<b>Consommation mesurée</b>	1 932 *	5,7 M\$
<b>Consommation estimée</b>	1 495 (715 500 luminaires)	44,4 M\$

\* Les abonnements étant mesurés, le Distributeur ne dispose pas du nombre de luminaires desservis.

**Demande :**

- 59.1 Veuillez mettre à jour le tableau 33 avec les tarifs demandés au 1<sup>er</sup> avril 2012.

## TARIFS ET CONDITIONS

- 60. Références :** (i) Dossier R-3770-2011, Pièce B-0016, page 37 ;  
(ii) Dossier R-3770-2011, Pièce B-0029, page 37.

**Préambule :**

(i) En réponse à une DDR de la Régie qui le questionne sur la façon dont les quelques milliers de clients convertis au système LAD seront facturés au taux de la deuxième tranche du tarif D, c'est à dire à partir du 31<sup>ième</sup> kWh atteint chaque jour, tel que cela est stipulé aux Tarifs et conditions du Distributeur (art. 2.6, page 14), et réalisable avec les compteurs LAD, ou alors uniquement après les 1 800 premiers kWh consommés au cours d'un période typique de facturation de 60 jours, le Distributeur indique que « *Les paramètres utilisés aux fins de facturation de l'énergie et de la puissance demeurent les mêmes quelque soit le type de compteur installé chez le client. Aucune modification n'a été apportée aux modalités de facturation.* »

(ii) « *Aucun changement aux conditions de service d'électricité (CDSÉ) n'est prévu à l'heure actuelle.* »

**Demande :**

60.1 Veuillez préciser l'interprétation que fera le Distributeur de l'article 2.6 des *Tarifs et conditions*, compte-tenu de la fréquence des relevés avec les compteurs LAD :

- Le Distributeur a-t'il l'intention d'appliquer textuellement l'article 2.6 des Tarifs et conditions, tel qu'il est rédigé actuellement, c'est à dire de facturer le consommateur au taux de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D dès que sa consommation dépasse 30 kWh dans une journée, c'est-à-dire sans le faire bénéficier d'un « crédit de kWh » pour les jours où sa facturation a été en-dessous de 30 kWh?
- Le consommateur équipé d'un compteur LAD pourra-t'il continuer de bénéficier d'une quantité de 1 800 kWh par période typique de facturation de 60 jours, au taux de la première tranche du tarif D, tel que cela est calculé en absence de LAD, du fait que le Distributeur ne peut pas établir de consommation quotidienne?