

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU
RAPPORT ANNUEL 2012**

CONCILIATION DES ÉTATS FINANCIERS STATUTAIRES ET RÉGLEMENTAIRES

- 1. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 2.1, page 5;
(ii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0018, pages 10 et 11.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente les ajustements réglementaires entre les résultats statutaires et réglementaires, auxquels 5 nouveaux ajustements réglementaires se sont ajoutés en 2012 :

« (f) Reclassement de la quote-part versée au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) de la rubrique statutaire « Taxes » dans les charges brutes directes. [...]

(i) Reclassement des rubriques statutaires « Amortissement », « Charges de services partagés » et « Coûts capitalisés » dans le comptes d'écarts - projets majeurs et les charges brutes directes.

(j) Recouvrement intégral du coût non amorti des services passés (ATPC/PTPC).

(k) Ajustement de la charge d'amortissement relié aux durées de vie statutaire différentes des durées de vie réglementaire pour les conducteurs basse et moyenne tension, les canalisations souterraines en béton et les poteaux [115,4 M\$]. [...]

(m) Reclassement de la rubrique statutaire « Amortissement actifs réglementaires » dans les charges brutes directes. »

- (ii) Dans son dossier tarifaire 2013, le Distributeur présente les résultats de révision des durées d'utilité et indique que :

« En 2012, le Distributeur a complété les travaux relatifs à la révision de la durée d'utilité des conducteurs moyenne tension, des câbles aériens basse tension, des canalisations souterraines en béton et des poteaux. Aux fins de ses états financiers à vocation générale et conformément à la normalisation comptable en vigueur, le Distributeur a procédé, en 2012, à la révision de la durée d'utilité de ces immobilisations.

Toutefois, afin de respecter la décision D-2012-024 de la Régie, le Distributeur reporte au 1^{er} janvier 2013 l'application de ces révisions de durée d'utilité aux fins d'établissement des revenus requis de l'année témoin 2013. De plus, en respect de la Loi sur Hydro-Québec, les durées d'utilité attribuées à ces catégories d'immobilisations sont limitées à 50 ans aux fins d'établissement des tarifs, bien qu'aux fins des états financiers à vocation générale, la durée

d'utilité a été établie à 60 ans pour les catégories d'immobilisations mentionnées précédemment, à l'exception des poteaux qui ont une durée d'utilité de 50 ans.

Le Distributeur présente au tableau 3 le détail des impacts financiers des révisions de durée d'utilité qui seront effectuées au 1^{er} janvier 2013 et qui ont été inclus dans l'établissement de la prévision de la charge d'amortissement de l'année témoin 2013, tel que présenté à la pièce HQD-7, document 11 : »

TABLEAU 3
RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ AUX FINS RÉGLEMENTAIRES
ANNÉE 2013

Catégories d'immobilisations corporelles	Durée d'utilité initiale	Durée d'utilité révisée	Diminution des revenus requis 2013 (M\$)
Conducteurs moyenne tension	30 ans	50 ans	49,9
Câbles aériens basse tension	30 ans	50 ans	48,1
Canalisations souterraines en béton	40 ans	50 ans	5,8
Poteaux	40 ans	50 ans	12,2
Total			116,0

[Nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer et quantifier les composantes des ajustements réglementaires (i) et (m) de la référence (i).
- 1.2 Veuillez expliquer et quantifier les différences entre la charge d'amortissement reliée aux durées d'utilité statutaires et les durées d'utilité réglementaires, totalisant 115,4 M\$ en 2012, pour chacune des catégories d'actifs suivantes : conducteurs moyenne tension, des câbles aériens basse tension, des canalisations souterraines en béton et des poteaux.
- 1.3 Veuillez indiquer les dates d'entrée en vigueur en 2012 des durées de vie d'utilité révisées aux fins statutaires pour chacune de ces immobilisations (tableau 3 de la référence (ii)). Veuillez faire le lien avec la différence totalisant 115,4 M\$.
- 1.4 Veuillez quantifier pour l'année 2012 la charge d'amortissement reliée aux durées d'utilité statutaires établies à 60 ans et les durées d'utilité réglementaires établies à 50 ans, pour chacune de ces immobilisations, à l'exception des poteaux. Veuillez faire le lien avec la différence totalisant 115,4 M\$.

- 2. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 2.2, annexe B, section 1.3;
 - (ii) Pièce HQD-2, document 2.2, annexe B, section 1.4;
 - (iii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0024, page 29, annexe C, tableau 1.

Préambule :

Dans le rapport des auditeurs indépendants, on indique que :

(i) « 1.3 Différences au niveau du traitement comptable du coût de retraite entre la méthode comptable basée sur les IFRS utilisée en 2012 au niveau réglementaire et la convention comptable d'Hydro-Québec utilisée dans ses états financiers consolidés au 31 décembre 2012 et établis selon la partie V du Manuel de l'ICCA (« PCGR canadiens »)

Ces différences au niveau du coût de retraite et de l'Actif / Passif au titre des prestations constituées (ATPC/PTPC) découlent des éléments suivants :

- *Gain et pertes actuariels : [...].*
- *Coûts des services passés : [...].*
- *Amortissement de l'actif transitoire PCGR canadiens : [...].*
- *Rendement prévu (ou attendu) des actifs du régime de retraite : [...].*

Ces différences sur le coût de retraite ont été quantifiées de la façon suivante :

- *En vertu des PCGR canadiens, le coût de retraite d'Hydro-Québec au 31 décembre 2012 s'élève à 157 M\$.*
- *Selon l'évaluation actuarielle le coût de retraite d'Hydro-Québec basé sur les méthodes comptables IFRS au 31 décembre 2012 s'élève à 156 M\$.*
- *La quote-part de l'écart de 1 M\$ créditeur a été attribuée au Distributeur et au Transporteur au prorata des salaires de base totaux d'Hydro-Québec. »*

(ii) « 1.4 Différences au niveau du traitement comptable du coût des autres régimes entre la méthode comptable basée sur les IFRS utilisée en 2012 au niveau réglementaire et la convention comptable d'Hydro-Québec utilisée dans ses états financiers consolidés au 31 décembre 2012 et établis selon la partie V du Manuel de l'ICCA (« PCGR canadiens »)

Ces différences au niveau des autres régimes et de l'Actif / Passif au titre des prestations constituées relatif aux autres régimes (ATPC/PTPC) découlent des mêmes différences que pour le régime de retraite, à l'exception du coût des services passés qui n'est pas applicable aux autres régimes, et ces différences ont été quantifiées de la façon suivante :

- *En vertu des PCGR canadiens, le coût des autres régimes au 31 décembre 2012 s'élève à 111 M\$.*
- *Selon l'évaluation actuarielle pour les autres régimes, le coût pour Hydro-Québec basé sur les méthodes comptables IFRS au 31 décembre 2012 s'élève à 89 M\$.*
- *La quote-part de l'écart de 22 M\$ créditeur a été attribuée au Distributeur et au Transporteur au prorata des salaires de base totaux des trois grandes divisions d'Hydro-Québec (soit le Transporteur, le Distributeur et le Producteur) en ce qui a trait aux autres régimes de retraités, et au prorata des salaires de base totaux d'Hydro-Québec en ce qui a trait aux autres régimes des employés actifs. »*

(iii) Dans son dossier tarifaire 2013, le Distributeur présente au tableau 1 les composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec et sa quote-part.

TABLEAU 1
COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE (M\$)

	Réel 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013 ¹
	PCGR	IFRS	IFRS	IFRS
Coût des services rendus	281	276	327	309
Frais d'administration	51	37	s/o	7
Intérêts sur les obligations	823	816	841	890
Rendement prévu des actifs	(1 016)	(981)	(977)	(893)
Amortissement de l'actif transitoire	(152)	s/o	s/o	s/o
Amortissement de la perte actuarielle nette	86	s/o	s/o	s/o
Amortissement du coût des services passés	50	s/o	s/o	s/o
Coût de retraite d'Hydro- Québec	123	148	191	313
Quote-part du Distributeur	35,4	45,8	54,0	88,6

¹ À compter de 2013, le coût de retraite est évalué en conformité avec la norme internationale d'information financière IAS 19 révisée.

Demandes :

- 2.1 Veuillez quantifier les composantes du coût de retraite selon le même niveau de détail que le tableau 1 de la référence (iii) en vertu des PCGR canadiens et en vertu des normes IFRS, qui s'élevaient respectivement à 157 M\$ et 156 M\$ au 31 décembre 2012. Veuillez également présenter les montants autorisés en 2012 (D-2012-024), en vertu des IFRS.
- 2.2 Veuillez quantifier les composantes du coût des autres régimes selon le même niveau de détail que le tableau 1 de la référence (iii) en vertu des PCGR canadiens et en vertu des normes IFRS, qui s'élevaient respectivement à 111 M\$ et 89 M\$ au 31 décembre 2012. Veuillez également présenter les montants autorisés en 2012 (D-2012-024), en vertu des IFRS.
- 2.3 Est-ce que le Distributeur et les auditeurs indépendants seront en mesure de déposer les tableaux des réponses précédentes à partir du prochain dépôt du rapport annuel, le cas échéant.
- 2.4 Veuillez indiquer les % de la quote-part 2012 du Distributeur pour le coût de retraite et pour les autres régimes, en vertu des PCGR, des IFRS et de la décision D-2012-024. Veuillez expliquer les écarts.

COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2012

3. Référence : Pièce HQD-2, document 3, pages 5 à 7, tableau 2.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 2 les composantes détaillées des revenus requis 2012 et les écarts entre le réel en 2012 et les montants autorisés et ajustés en 2012 de la décision D-2012-024, dont les rubriques suivantes :

- Stocks, achats, locations et autres (écart de 51,8 M\$);
- Coûts capitalisés (écart de 42,9 M\$)
 - Prestations de travail (34,0 M\$)
 - Gestion de matériel (8,9 M\$).

Demandes :

- 3.1 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart de 51,8 M\$ relié aux stocks, achats, locations et autres.
- 3.2 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart de 34,0 M\$ relié aux prestations de travail de nature capitalisable et de l'écart de 8,9 M\$ relié à la gestion de matériels.

- 4. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 3, page 4, tableau 1;
(ii) Pièce HQD-2, document 3, page 8 à 17, section 2.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1 la comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus (D-2012-024) pour l'année 2012, soit un écart favorable de 111,4 M\$.
- (ii) Le Distributeur présente à la section 2 les explications des écarts, dont une efficience globale de 25,4 M\$ F, un effort continu d'efficience de 11,7 M\$ provenant des CSP et des efforts de rationalisation de 3,5 M\$ attribuables aux frais corporatifs, totalisant 40,6 M\$.

Demande :

- 4.1 Veuillez élaborer sur le fait que les gains d'efficience additionnels totalisant 40,6 M\$ (référence (ii)) représentent 36 % des écarts favorables totalisant 111,4 M\$ et que le solde des écarts sont expliqués généralement par des montants moindres qu'initialement prévus, soit des écarts de prévision.

- 5. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 3, pages 11 et 12;
 - (ii) Pièce HQD-5, document 1, page 3;
 - (iii) Pièce HQD-10, document 1, page 5, tableau 2;
 - (iv) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, pages 73 et 74, paragraphe 253;
 - (v) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, page 96, tableau R-37.2.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente une efficience globale de 25,4 M\$ reliée aux charges d'exploitation réalisées en 2012 par rapport au montant autorisé en 2012, expliquée entre autres par :

« Départs à la retraite plus importants qu'anticipés lors de la préparation du dossier tarifaire ; ces départs ont permis au Distributeur d'optimiser davantage l'organisation de ses activités. »

Le Distributeur souligne que la mise en place de certaines pistes d'efficience affectant le niveau des effectifs représente un processus complexe dont le rythme de déploiement dépend de facteurs n'étant pas entièrement sous son contrôle dont notamment, le nombre de départ à la retraite et les dates de départ. La prise en compte de ces pistes doit donc se faire de façon prudente en lien avec les enjeux organisationnels et dans le respect des conventions collectives, tout en maintenant la prestation de service rendu aux clients. »

[Nous soulignons]

(ii) Le Distributeur montre des investissements inférieurs à 10 M\$ réalisés en 2012 moindres que le montant autorisé en 2012 et indique que :

« La diminution des investissements en 2012 s'explique, entre autres, par une gestion rigoureuse de chacun des projets du Distributeur dans un contexte où sa capacité de réalisation a été inférieure à celle planifiée. En effet, la réduction des effectifs découlant, entre autres, des départs à la retraite des effectifs métiers, les missions hors Québec et les pannes majeures ont eu une incidence sur la capacité du Distributeur à réaliser certains projets d'investissements. »

[Nous soulignons]

(iii) Le Distributeur présente au tableau 2 les écarts du nombre d'équivalent à temps complet (ETC) entre le réel 2012 et le réel 2011 et le montant autorisé et ajusté en 2012 (D-2012-024).

La baisse de 466 ETC en 2012 par rapport au nombre d'ETC autorisé et ajusté en 2012 représente un écart de -41,9 M\$, soit un écart de -12 ETC (-1,6 M\$) au niveau des « Éléments spécifiques » et de -454 ETC (-40,3 M\$) au niveau de l'« Amélioration de la performance opérationnelle nette de croissance ».

(iv) Dans la décision D-2012-024, on indique que :

« [253] *Le nombre d'équivalents à temps complet (ETC) du Distributeur s'élève à 7 603 en 2012, soit une baisse de 65 ETC (5,6 M\$) par rapport au nombre autorisé pour l'année 2011, ajusté de -108 ETC dû aux transferts organisationnels. Cette baisse s'explique par l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance de 88 ETC compensée en partie par la variation des effectifs découlant des « éléments spécifiques » de 23 ETC.* »

(v) La Régie compète le tableau R-37.2 avec les données réelles 2012 (référence (iii)).

		Écart entre les données réelles et celles autorisées et ajustées	
2010	Éléments spécifiques	-47 ETC	-5,5 M\$
	Amélioration de la performance	-152 ETC	-10,0 M\$
	Total	-199 ETC	-15,5 M\$
2011	Éléments spécifiques	-17 ETC	-0,9 M\$
	Amélioration de la performance	-151 ETC	-14,4 M\$
	Total	-168 ETC	-15,3 M\$
Année de base (4/8) 2012	Éléments spécifiques	-31 ETC	-2,6 M\$
	Amélioration de la performance	-143 ETC	-12,3 M\$
	Total	-174 ETC	-14,9 M\$
2012	Éléments spécifiques	-12 ETC	-1,6 M\$
	Amélioration de la performance	-454 ETC	-40,3 M\$
	Total	-466 ETC	-41,9 M\$

La Régie note une sous-évaluation des gains d'efficacité reliée à l'amélioration de la performance nette de croissance, particulièrement en 2012. Le Distributeur présente une baisse additionnelle de 454 ETC (516 %) réalisée en 2012 par rapport à une baisse anticipée de 88 ETC dans le dossier tarifaire 2012 (référence (iv)).

Demandes :

- 5.1 Veuillez concilier l'efficacité globale de 25,4 M\$ (référence (i) et l'« Amélioration de la performance opérationnelle nette de croissance » de 40,3 M\$ (-454 ETC) (référence (iii)).
- 5.2 Outre la difficulté de prévoir les départs à la retraite, veuillez expliquer l'écart de -454 ETC (-40,3 M\$) au niveau de l'« Amélioration de la performance opérationnelle nette de croissance », représentant un écart de 516 % par rapport au montant budgété de 88 ETC en 2012.
- 5.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur établit le budget d'ETC relié à l'« Amélioration de la performance opérationnelle nette de croissance ». Est-ce qu'il

existe une planification des départs à la retraite établie par les gestionnaires et les Ressources humaines. Veuillez élaborer.

- 6. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 3, page 15;
(ii) Pièce HQD-7, document 3, page 9, tableau 3.1.

Préambule :

- (i) « *Plan global en efficacité énergétique (13,5 M\$ F) :*

L'écart constaté de 13,5 M\$ par rapport au montant reconnu s'explique principalement par une diminution des coûts de commercialisation des programmes du PGEÉ. Le suivi des programmes et activités du PGEÉ est présenté à la pièce HQD-7, document 3. »

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 3.1 le suivi énergétiques et budgétaires 2012.

Demandes :

- 6.1 Veuillez fournir un tableau distinct pour les charges reliées au PGEÉ, selon le même niveau de détail que le tableau 3.1. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 6.2 Veuillez fournir un tableau distinct pour les investissements reliés au PGEÉ, selon le même niveau de détail que le tableau 3.1. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 6.3 Est-ce que le Distributeur sera en mesure de déposer les tableaux des réponses précédentes à partir du prochain dépôt du rapport annuel.

BASE DE TARIFICATION

- 7. Références :** (i) Pièce HQD-4, document 2, pages 4 et 5, tableaux 2 et 3;
(ii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0036, page 13, tableau 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente aux tableaux 2 et 3 l'évolution de la base de tarification réelle entre 2011 et 2012 des immobilisations en exploitation, des contrats de location-financement et des actifs incorporels. Les mises en service en 2012 se chiffrent à 831,7 M\$ et se détaillent comme suit :

- Immobilisations en exploitation 621,0 M\$
- Contrats de location-financement 0,2 M\$
- Actifs incorporels 210,5 M\$

(ii) Dans le dossier tarifaire, le Distributeur présente au tableau 7 le détail des mises en service des immobilisations en exploitation, des contrats de location-financement et des actifs incorporels. Ce détail montre les mises en service par catégorie d'investissement et par projet.

Demandes :

- 7.1 Veuillez fournir le détail des mises en service en 2012 totalisant 831,7 M\$ selon le même niveau de détail que le tableau 7 (référence (ii)) pour données réelles 2012; les données autorisées et les écarts. Veuillez expliquer les écarts importants.
- 7.2 Est-ce que le Distributeur sera en mesure de déposer le tableau de la réponse précédente à partir du prochain dépôt du rapport annuel.
- 7.3 Veuillez faire le lien avec les mises en service partielles en 2012, par projet, fournies à la réponse 8.

INVESTISSEMENTS SUPÉRIEURS À 10 M\$

Mises en service partielles

- 8. Références :**
- (i) Pièce HQD-6, document 8, page 5, lignes 3-4;
 - (ii) Pièce HQD-6, document 9, page 4, lignes 1-2 et page 5, lignes 9-11;
 - (iii) Pièce HQD-6, document 10, page 4, lignes 8-9;
 - (iv) Pièce HQD-6, document 12, page 3, lignes 7-14, et page 5, ligne 9;
 - (v) Dossier tarifaire R-3814-2012, pièce B-0036, page 13, tableau 7;
 - (vi) Rapport annuel 2012 du Transporteur, pièce HQT-3, document 1, page 9.

Préambule :

Les références (i) à (iii) montrent des projets de plus de 10 M\$ dans lesquels le Distributeur mentionne qu'il procède à des mises en service partielles. On ne retrouve toutefois, dans le rapport annuel du Distributeur relatif à ces projets, aucune mention de la valeur des mises en service réalisées dans l'année ni dans les années précédentes.

En ce qui concerne le poste Bélanger, en référence (iv), le Distributeur précise que « *les travaux de distribution s'échelonnent sur sept ans pour se terminer en 2017* » et indique les nombreuses lignes à convertir dans 3 zones différentes mais que le poste est prévu être mis en service « *lors du Printemps 2014* ».

En référence (v), le Distributeur présente dans le tableau 7, les mises en services réalisées, anticipées et prévues pour les années 2011 à 2013 pour les différents projets de plus de 10 M\$

déjà autorisés. On ne retrouve toutefois pas de cumulatif des mises en service déjà réalisées pour ces projets.

En référence (vi), on trouve un exemple de la façon dont le Transporteur présente les « *Mises en services réalisées* », dans le cas du Poste Hauterive.

Mises en service réalisées

Projet :	Poste Hauterive
	M\$
2008	9,5
2009	29,6
2010	18,5
2011	18,0
2012	11,5
Total :	87,1

Demandes :

- 8.1 Veuillez présenter un tableau similaire à celui de la référence (vi) pour les projets des références (i), (ii) et (iii) et pour tout autre projet de plus de 10 M\$ du Rapport annuel 2012 où le Distributeur a déjà procédé à des mises en service partielles.
- 8.2 Veuillez indiquer si le Distributeur voit un inconvénient à présenter systématiquement dans les prochains rapports annuels un tableau comme celui de la référence (vi) pour tous ses projets d'investissement supérieurs à 10 M\$.

Projet de réhabilitation du 201 Jarry

9. Référence : Pièce HQD-6, document 1, page 3.

Préambule :

En ce qui concerne le projet Jarry, le Distributeur indique que :

« Le coût du projet avait été établi à 49,1 M\$ composé de 45,6 M\$ d'investissements, de 2 M\$ de charges et de 1,5 M\$ de travaux relatifs à trois mesures d'économie d'énergie additionnelles au projet de base. Cependant, après analyse, seule la mesure de centralisation des commandes de l'éclairage (0,9 M\$) a été intégrée au projet.

De 2005 à 2009, le Distributeur a bénéficié d'un appui financier de 3 145 k\$, découlant du programme Appui aux initiatives – optimisation énergétique des bâtiments, volet bâtiments HQD, faisant partie de son Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). »

Demande :

- 9.1 Veuillez rappeler ou clarifier comment le projet Jarry a pu bénéficier d'une subvention de 3,1 M\$ du projet AIOÉB si le Distributeur indique que seule une mesure de 0,9 M\$ a été retenue comme mesure d'économie d'énergie additionnelle au projet de base.

Programme d'automatisation du réseau

- 10. Références :** (i) Pièce HQD-6, document 2, page 3 ;
(ii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-6, document 2, page 2.

Préambule :

(i) « ... le Programme prévoyait la télécommande d'environ 3 750 équipements existants sur le réseau, pour un budget d'investissement autorisé de 188 M\$ (\$ 2005), étalé sur une période de quatre ans. En 2012, l'objectif global du Programme a été révisé à 3 595 équipements à télécommander dans le but d'atteindre les bénéfices escomptés du Programme. Les derniers équipements seront télécommandés dans le cadre de projets de croissance ou de pérennité. Le Distributeur prévoit compléter le déploiement de la télécommande sur 3 595 équipements sur le réseau. »

(ii) Dans le rapport annuel 2011, le Distributeur explique qu'avec 3 032 interrupteurs ou disjoncteurs télécommandés, 85 % du projet est réalisé, et qu'il reste 551 équipements à automatiser pour 2012 pour atteindre les bénéfices escomptés du programme. On en déduit que le Distributeur avait révisé en 2011 l'objectif du projet d'automatisation du réseau à 3 583 équipements à télécommander.

Demande :

- 10.1 Veuillez justifier les modifications apportées au nombre d'équipements à télécommander par rapport au projet initialement autorisé et fournir les informations qui sont apparues en 2011 et en 2012 permettant au Distributeur d'affirmer que l'atteinte des bénéfices escomptés du programme sera réalisée avec respectivement 3 583 et 3 595 équipements télécommandés au lieu des 3 750 initialement prévus.

Projet de la nouvelle centrale thermique de Kuujjuaq

- 11. Références :** (i) Pièce HQD-6, document 4, page 3;
(ii) Dossier R-3756-2011, pièce B-0021, page 6;
(iii) Dossier R-3748-2010, pièce B-0018, Annexe 1, section « Kuujjuaq Partage de la chaleur excédentaire de la centrale »;

- (iv) http://artsandscience.usask.ca/icngd/Avard_kuujjuaq%20greenhouse%20project.pdf

Préambule :

(i) « Les travaux correctifs des anomalies constatées en période d'exploitation et les modifications techniques reliées au contrat de l'entrepreneur général ont tous été réalisés. Le Distributeur a ainsi corrigé et remplacé les échangeurs de chaleur de chacune des baies moteurs... »

(ii) En réponse à une question de la Régie sur la centrale d'Akulivik, le Distributeur précise : « De plus, l'expérience acquise pour Kuujjuaq permettra d'optimiser le concept... »

(iii) « Les représentants de la communauté de Kuujjuaq se sont montrés intéressés à récupérer une partie de la chaleur excédentaire pour chauffer des serres communautaires. Nous avons étudié ce qu'impliquerait, pour Hydro-Québec, ce partage de chaleur. »

Le Distributeur en arrive à la conclusion que :

« Il ne serait pas avantageux pour Hydro-Québec ou pour la communauté de Kuujjuaq de mettre en place un système de récupération de chaleur dans le but de prolonger leur saison de culture. En effet, un tel système de récupération de chaleur n'est pas adapté à leurs besoins, les coûts d'investissements sont trop élevés pour leurs faibles besoins. Le chauffage au mazout est pour eux une solution moins couteuse. »

Parmi les explications des coûts trop élevés d'investissement, le Distributeur précise que :

« Le coût élevé de la mise en place de cette technologie s'explique par la nécessité d'équiper chacune des baies d'un système complet de récupération de chaleur additionnel. Cela serait nécessaire puisque nous ne pouvons imposer ou prévoir le fonctionnement d'un groupe dans le seul but de fournir de la chaleur à un client. La production d'électricité reste notre priorité. De plus, le système prévu n'étant pas en mesure de répondre à la demande supplémentaire et considérant la nécessité de garder sous contrôle le budget du projet en cours de Kuujjuaq en évitant les modifications, il serait nécessaire d'ajouter des éléments au système prévu, plutôt que de modifier son ingénierie. » [Nous soulignons]

(iv) Ce document de 2012 illustre l'intérêt grandissant du projet de la communauté de Kuujjuaq et que d'autres communautés envisagent combler les mêmes besoins.

Demandes :

- 11.1 Veuillez indiquer si les corrections et modifications réalisées en 2012 aux échangeurs de chaleur de chacune des baies moteurs, pourraient maintenant permettre la récupération de chaleur à un coût moindre pour répondre à des besoins de la communauté de Kuujjuaq.
- 11.2 Veuillez indiquer si les corrections apportées au système de refroidissement des baies moteurs seront appliqués au concept des centrales suivantes de façon à pouvoir combler les besoins de chaleur des communautés à moindre coût.

Projet de raccordement du village de La Romaine

- 12. Références :** (i) Pièce HQD-6, document 7, page 4 ;
(ii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-12, document 1, page 31.

Préambule :

- (i) « ...le Distributeur a décidé de suspendre le projet tel que présenté en 2009. »
- (ii) Réponse du 7 août 2012 du Distributeur à la question 8.2 sur les conséquences du retard pris par le projet de raccordement, avec un scénario de mise en service de la ligne en 2015 :
« Le report de la décision du Distributeur implique qu'il devra investir dans la centrale thermique actuelle d'ici 2015 afin d'en assurer la fiabilité. Les principaux travaux requis sont les suivants : la réhabilitation d'un groupe électrogène, la mise à niveau du parc à carburant, le remplacement d'un radiateur de groupe ainsi que la réfection du sous-poste de la centrale de La Romaine. »

Demandes :

- 12.1 Considérant la suspension du projet qui devait être mis en service en 2015, veuillez préciser si d'autres travaux que ceux présentés en référence (ii) doivent être maintenant envisagés pour prolonger la durée de vie de la centrale thermique au-delà de 2015.
- 12.2 Veuillez élaborer sur l'ampleur des investissements requis pour prolonger la durée de vie de la centrale thermique en prenant en compte l'évolution de la demande d'électricité du village de La Romaine.

- 13. Référence :** Pièce HQD-6, document 7, page 4.

Préambule :

« Considérant l'ensemble de ces éléments, le Distributeur a décidé de suspendre le projet tel que présenté en 2009. La majorité des travaux réalisés (ingénierie, déboisement et plantage de poteaux) pourra être en partie valorisée dans le cadre des activités normales du Distributeur ou lors de l'implantation de la solution qui sera éventuellement retenue.

2.2 Suivi des investissements

Les investissements 2012 reflètent la radiation de 1,1 M\$ effectuées à la suite de la suspension du projet. Ce montant représente la portion des coûts des travaux encourus non réutilisables de 1,0 M\$ ainsi que les frais d'emprunt de 0,1 M\$ capitalisés depuis la date de la suspension. Les dépenses cumulatives s'élèvent à près de 7,2 M\$ au 31 décembre 2012. »

Demandes :

- 13.1 Veuillez expliquer la nature des investissements et les critères qui justifient la radiation de 1,1 M\$ en 2012.
- 13.2 Veuillez confirmer que suite à la suspension du Projet, seule une radiation de 1,1 M\$ sera versée dans les charges d'exploitation du Distributeur et que les dépenses cumulatives de 7,2 M\$ représente des travaux qui seront valorisée dans le cadre des activités normales du Distributeur ou lors de l'implantation de la solution qui sera éventuellement retenue. Veuillez justifier.
- 13.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur envisage valoriser dans le cadre de ses activités normales, la majorité des travaux réalisés en ingénierie, déboisement et plantage de poteaux de ce projet de ligne électrique vers un village éloigné, alors que ce projet a été suspendu.

Projet CATVAR

- 14. Références :**
- (i) Pièce HQD-6, document 15, page 6;
 - (ii) Pièce HQD-6, document 15, page 7.

Préambule :

(i) « *Le déploiement de l'asservissement de la tension requiert la réalisation de plusieurs projets de modernisation, tant sur le réseau de distribution que sur les postes satellites dû Transporteur. Pour ce faire, le Distributeur, de concert avec le Transporteur, a du revoir l'ensemble de la planification des travaux associés au Projet afin de concilier le rythme de déploiement du Projet avec le rythme des travaux du Transporteur pour éviter des dédoublements dans les travaux et des ajustements supplémentaires aux installations. Dans ce contexte, l'échéancier du projet a été revu de telle sorte que le projet sera finalisé en 2023 plutôt qu'en 2018, tel que mentionné au dossier R-3814-2012.* »

(ii) « *À la suite de l'amélioration de l'estimation du CVR, le Distributeur évaluera le potentiel résiduel existant en appliquant les critères de rentabilité (TCTR) aux postes non retenus dans le cadre du Projet.*

Le Distributeur déposera le suivi de l'avancement de ces travaux dans son rapport annuel 2013. »

Demandes :

- 14.1 Veuillez justifier plus en détail les changements dans le rythme de déploiement du projet CATVAR qui amènent un report de 8 années de la fin du projet. Veuillez notamment préciser la nature et l'ordre de grandeur des gains qui seront réalisés sur les investissements du Distributeur et du Transporteur en retardant le projet et les comparer

aux pertes découlant du retard des économies d'énergie, selon la valeur du kWh économisé présentée au moment de la demande d'autorisation du projet CATVAR et selon celle qui est actuellement estimée.

14.2 Considérant

- 1- l'amélioration de l'estimation des impacts énergétiques du projet;
- 2- le nombre plus élevé de postes qui pourraient être équipés;
- 3- le retard prévu de plus de 8 ans sur un projet qui devait être déployé en 4 ans;
- 4- la mise à jour des coûts évités en énergie et en puissance;
- 5- et enfin les considérations de planification des travaux en coordination avec le Transporteur qui pourraient amener des économies de dédoublement de travaux;

veuillez indiquer s'il n'y aurait pas lieu de revoir les données techniques et économiques du projet sur lesquelles la Régie a autorisé le projet, et au besoin de représenter un nouveau projet d'investissement.

SERVICES ET PROGRAMMES PARTICULIERS

PGÉÉ- Suivis

15. Référence : Pièce HQD-7, document 3, page 4.

Préambule :

« Pour les années 2006 à 2011, le Distributeur a redressé rétroactivement l'impact énergétique de ses programmes à la suite de mesurages effectués en 2012 ou des évaluations de programmes pour lesquelles la Régie a émis un rapport de suivi en 2012. Le tableau 2.1 dresse la liste des programmes évalués ou mesurés et fait état des redressements. »

Demande :

15.1 Veuillez préciser en quoi consistent les « *mesurages effectués en 2012* ».

16. Référence : Pièce HQD-7, document 3, pages 5 à 7, tableau 2.2.

Préambule :

Le Distributeur présente, au tableau 2.2, comment les hypothèses des programmes ont été affectées par les évaluations externes, notamment au niveau des gains unitaires moyens, et des distorsions de marché. Deux colonnes identifiées « *Avant* » et « *Après* » présentent les changements dans les hypothèses de programmes.

Demandes :

- 16.1 Veuillez préciser le sens de « Avant » et « Après », notamment dans le cas des programmes ayant fait l'objet de plusieurs évaluations externes successives.
- 16.2 La Régie constate que le Distributeur ne considère que certains effets de distorsion de marché dans l'évaluation des différents programmes du PGEÉ, et pas toujours les mêmes d'un programme à l'autre. Veuillez élaborer.

- 17. Références :** (i) Pièce HQD-7, document 3, page 13;
(i) Dossier R-3814-2012, pièce B-0042, page 28, tableau 4.5.

Préambule :

- (i) « Réseaux autonomes (+3 GWh et +1 M\$) : *Les résultats supérieurs à la prévision sont attribuables à une très bonne participation au volet Petits clients affaires, qui vise les bâtiments dont la superficie est inférieure à 1 000 m², aux Îles-de-la-Madeleine.*»
- (ii)

**TABLEAU 4.5 : OBJECTIFS ET BUDGET – 2013
EN RÉSEAUX AUTONOMES**

	Impact énergétique (MWh éq. ajoutés)	Budget (en milliers \$)
Total marché résidentiel	243	102
Total marché affaires	776	798

Demande :

- 17.1 La Régie note qu'un seul programme dans le seul réseau autonome de Cap-aux-Meules a plus que doublé le budget envisagé pour l'ensemble des réseaux autonomes en triplant les objectifs d'économies escomptés par le Distributeur pour l'ensemble du PGEÉ dans ces réseaux. Veuillez élaborer sur le potentiel de pouvoir intensifier de façon majeure le PGEÉ dans les réseaux autonomes, notamment en s'inspirant de l'approche qui a eu du succès aux Îles-de-la-Madeleine.

18. Référence : Pièce HQD-7, document 3, page 13.

Préambule :

« Petites et moyennes industries : *La différence avec les objectifs fixés se justifie par un nombre de projets supérieurs à l'ancien programme Appui aux initiatives - Systèmes industriels (AISI), se traduisant par des économies d'énergie et des coûts plus élevés en aide financière. Cet effet est toutefois diminué par une aide financière moyenne par projet inférieure à la prévision pour les autres volets PMI, dû à un volume plus élevé de projets de type prescriptif.* »

Demandes :

- 18.1 Veuillez indiquer les écarts d'impact énergétique et de budget causés par les projets de l'ancien programme AISI se terminant en 2012 par rapport aux objectifs fixés et prévisions budgétaires du programme OIEÉSI.
- 18.2 Veuillez expliquer un peu plus en détail l'impact du volume plus élevé de projets de type prescriptifs sur les résultats du programme AISI et rappeler quels sont les autres volets PMI.

Bilan 2012 de la campagne de promotion de la biénergie et du tarif DT

- 19. Références :** (i) Décision D-2012-024, page 133;
(ii) Pièce HQD-7, document 3, page 18.

Préambule :

(i) « [504] *La Régie encourage le Distributeur à poursuivre la mise en place de sa campagne de promotion de la bi-énergie et du tarif DT. Elle lui demande de présenter un suivi de ses activités à ce sujet lors du prochain dossier tarifaire, incluant un suivi de l'impact de cette campagne sur la notoriété du tarif DT et sur la clientèle ayant un climatiseur ou une piscine chauffée.* » [Nous soulignons]

(ii) « *En ce qui concerne le potentiel de nouveaux adhérents au tarif DT provenant d'anciens abonnés au tarif DT, il demeure très limité. Selon les résultats du sondage, une faible proportion d'anciens adhérents, parmi ceux ayant délaissé le tarif DT depuis 2010 et possédant toujours un système biénergie fonctionnel, a manifesté l'intention d'adhérer à nouveau au tarif DT au cours des douze prochains mois.*

Concernant le niveau de satisfaction des abonnés au tarif DT, les résultats du sondage démontrent un niveau de satisfaction très (62 %) ou assez (33 %) élevé. De plus, peu d'entre eux (4 %) songent à abandonner la biénergie au cours des quatre prochaines années, dans la mesure où le prix du mazout ainsi que le coût d'entretien et de réparation du système demeurent stables par rapport à 2009. »

Demandes :

- 19.1 Veuillez préciser si les résultats du sondage mentionné en préambule correspondent à la période précédant ou suivant la campagne de promotion.
- 19.2 Veuillez élaborer sur l'impact de la campagne de promotion en comparant les intentions et le niveau de satisfaction de la clientèle à l'égard du tarif DT et de la biénergie avant et après cette campagne.
- 19.3 Même question en ce qui concerne la notoriété du tarif DT.
- 19.4 Veuillez préciser comment le Distributeur entend poursuivre la promotion de la biénergie et du tarif DT et, le cas échéant, rejoindre d'autres clients que ceux qui utilisent le mazout.

BILAN DES PLAINTES DE LA CLIENTÈLE

- 20. Références :**
- (i) Pièce HQD-9, document 3, page 8, tableau 7;
 - (ii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-9, document 3, page 8, tableau 7.

Préambule :

Le tableau suivant présente certains résultats se retrouvant au tableau 7 des références (i) et (ii).

	Domestique, agricole et autres		Général, institutionnel et industriel		Total		
	Reçues	En appel	Reçues	En appel	Reçues		En appel
					Nombre	%	
2011 (par 100 000 abonnements)	134	4	22	2	156	s/o	5
2012 (par 100 000 abonnements)	132	3	313	15	146	s/o	4

Pour la catégorie *Général, institutionnel et industriel*, le Distributeur fait état de 313 plaintes par 100 000 abonnements en 2012 contre 22 plaintes en 2011 pour la même catégorie de consommateur.

Demande :

- 20.1 Veuillez confirmer le ratio de 313 plaintes reçues par 100 000 abonnements apparaissant au tableau 7 de la référence (i) pour la catégorie *Général, institutionnel et industriel* en 2012. Le cas échéant, veuillez expliquer l'écart entre ce ratio et le ratio de 22 apparaissant au tableau de la référence (ii) pour cette même catégorie de consommateur en 2011.