

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°1
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENT N°1 DE 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).

Réponse :

D'emblée, le Distributeur tient à rappeler que ces deux ajustements réglementaires n'ont aucun impact sur son bénéfice net puisqu'il s'agit d'ajustements de présentation.

Ils sont respectivement liés au compte d'écarts relatif au projet LAD ainsi qu'aux comptes d'écarts des projets OSC et CATVAR.

En 2012, le solde du compte d'écarts relatif au projet LAD est de 14 M\$, soit 10 M\$ de plus qu'au 31 décembre 2011¹. Les rubriques utilisées pour les résultats réglementaires étant différentes de celles utilisées dans les états financiers à vocation générale, l'ajustement (i) est requis afin de regrouper l'ensemble des charges d'exploitation sous les Charges brutes directes, rubrique dans laquelle les charges

¹ Pièce HQD-4, document 3.3, page 4.

d'exploitation ont été comptabilisées lors de la demande tarifaire 2012. Ainsi, les charges de services partagés de 4,8 M\$ et un ajustement débiteur de 0,1 M\$ des coûts capitalisés ont été reclassés dans cette rubrique. Quant aux autres charges, elles ont été reclassées sous la rubrique « Compte d'écarts – projets majeurs » et ce, afin de se conformer également à la présentation de la demande tarifaire 2012.

De la même façon, l'ajustement (m) permet la présentation des coûts reliés au projet OSC (9,9 M\$) et au projet CATVAR (0,5 M\$), sous la rubrique « Charges brutes directes », rubrique dans laquelle les charges d'exploitation ont été comptabilisées lors de la demande tarifaire 2012. Dans les résultats statutaires du Distributeur, cette charge est sous la rubrique amortissement.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur présente au tableau R-1.2 l'écart entre la charge d'amortissement 2012 liée aux durées d'utilité statutaires et les durées d'utilité réglementaires totalisant 115,4 M\$.

Tableau R-1.2
Charge d'amortissement 2012

Catégories d'immobilisations corporelles	Statutaire				Réglementaire		Écart
	Durée d'utilité initiale	Durée d'utilité révisée	Date de la révision	Impact 2012 (M\$)	Durée d'utilité	Impact 2012 (M\$)	Statutaire vs Réglementaire (M\$)
Conducteurs moyenne tension	30 ans	60 ans	01/02/2012	49,8	30 ans	-	49,8
Câbles aériens basse tension	30 ans	60 ans	01/02/2012	47,9	30 ans	-	47,9
Canalisations souterraines en béton	40 ans	60 ans	01/02/2012	7,1	40 ans	-	7,1
Poteaux	40 ans	50 ans	01/02/2012	10,6	40 ans	-	10,6
Total				115,4		-	115,4

En respect de la décision D-2012-024 de la Régie, le Distributeur a reporté au 1^{er} janvier 2013 l'application des modifications de durée d'utilité aux fins d'établissement des revenus requis. Ainsi, pour l'année 2012, aucun impact sur la charge d'amortissement réglementaire n'est constaté.

- 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\$.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 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\$.

Réponse :

Le Distributeur présente au tableau R-1.4 l'écart entre la charge d'amortissement 2012 constatée aux résultats statutaires et la charge d'amortissement théorique réglementaire si la révision de la durée d'utilité avait été appliquée au 1^{er} février 2012 plutôt qu'au 1^{er} janvier 2013 tel que demandé par la Régie.

Tableau R-1.4
Charge d'amortissement 2012 – Application au 1^{er} février 2012

Catégories d'immobilisations corporelles	Statutaire			Réglementaire			Écart Statutaire vs Réglementaire (M\$)
	Durée d'utilité révisée	Date de la révision	Impact 2012 (M\$)	Durée d'utilité révisée	Date de la révision	Impact 2012 (M\$)	
Conducteurs moyenne tension	60 ans	01/02/2012	49,8	50 ans	01/02/2012	44,9	4,9
Câbles aériens basse tension	60 ans	01/02/2012	47,9	50 ans	01/02/2012	32,7	15,2
Canalisations souterraines en béton	60 ans	01/02/2012	7,1	50 ans	01/02/2012	5,0	2,1
Poteaux	50 ans	01/02/2012	10,6	50 ans	01/02/2012	10,6	0,0
Total			115,4			93,2	22,2

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.

Demandses :

- 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.

Réponse :

**TABLEAU R-2.1
COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE (M\$)**

	Réal 2012		D-2012-024
	PCGR	IFRS	
Coût des services rendus	323	323	276
Frais d'administration	-	-	37
Intérêts sur les obligations	839	839	816
Rendement prévu des actifs	(1 083)	(1 006)	(981)
Amortissement de l'actif transitoire	(152)	s/o	s/o
Amortissement de la perte actuarielle nette	182	s/o	s/o
Amortissement du coût des services passés	48	s/o	s/o
Coût de retraite d'Hydro-Québec	157	156	148
Quote-part du Distributeur	43,9	43,6	45,8

- 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'élèvent 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.

Réponse :

TABLEAU R-2.2
COMPOSANTES DU COÛT DES AUTRES RÉGIMES (M\$)

	Réal 2012		D-2012-024
	PCGR	IFRS	
Coût des services rendus incluant les régimes à court terme	43	43	52
Intérêts sur les obligations	52	52	59
Rendement prévu des actifs	(2)	(3)	(3)
Gain actuariel sur les autres avantages à long terme	-	(3)	-
Amortissement de l'obligation transitoire	12	s/o	s/o
Amortissement de la perte actuarielle nette	6	s/o	s/o
Coût des autres régimes d'Hydro-Québec	111	89	108
Quote-part du Distributeur	40	29	37

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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.

Réponse :

**TABLEAU R-2.4
% DE LA QUOTE-PART 2012 DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

	Réel 2012		D-2012-024
	PCGR	IFRS	
Coût de retraite			
Total HQ	157	156	148
Quote-part Distributeur	43,9	43,6	45,8
% Distributeur - coût de retraite	28%	28%	31%
Autres régimes			
Autres avantages complémentaires de retraite - Retraités	50	27	29
Autres avantages complémentaires de retraite - Actifs	61	62	79
Total HQ	111	89	108
Autres avantages complémentaires de retraite - Retraités	23	12	14
Autres avantages complémentaires de retraite - Actifs	17	17	23
Quote part Distributeur	40	29	37
% Distributeur - autres régimes			
Autres avantages complémentaires de retraite - Retraités	46%	46%	48%
Autres avantages complémentaires de retraite - Actifs	28%	28%	29%

Au cours de l'année 2011 ainsi qu'au début de l'année 2012, Hydro-Québec a procédé à plusieurs ajustements à sa structure organisationnelle qui ont touché le Distributeur. Les données reconnues par la Régie conformément à la décision D-2012-024 n'intègrent aucun de ces changements puisque les échéanciers liés au dépôt de la demande tarifaire R-3814-2012 (voir HQD-1, document 3) n'avaient pas permis leur intégration.

**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.

Réponse :

L'écart de 51,8 M\$ relié aux stocks, achats, locations et autres s'explique principalement par :

- **Un montant de 37,3 M\$ relatif à la quote-part du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques qui, ne se qualifiant pas à titre d'immobilisation incorporelle selon l'IAS 38, a été comptabilisé en 2012 aux charges et ce, conformément à la décision D-2012-021. Aucun montant n'était inclus à ce titre aux charges dans la rubrique « Stocks, achats, locations et autres » selon la décision D-2012-024 ;**
- **Des coûts de 12,6 M\$ reliés aux montants facturés dans le cadre de missions d'assistance de dépannage aux États-unis qui n'ont pas été inclus dans la prévision des charges, ni dans celle des revenus, étant donné la nature imprévisible de ces travaux.**

- 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.

Réponse :

L'écart de 34,0 M\$ relié aux prestations de travail s'explique principalement par :

- **la réduction des effectifs découlant, entre autres, des départs à la retraite, notamment au niveau des effectifs métiers. Cette réduction a un impact sur la capacité de réalisation des travaux capitalisables du Distributeur (15,0 M\$) ;**

- des travaux de nature non capitalisables plus importants que prévu (9,2 M\$) ;
- l'impact des pannes majeures, lesquelles de part leur nature prioritaire ont ralenti la réalisation des travaux capitalisables du Distributeur (5,9 M\$) ;
- des régularisations découlant de projets initialement capitalisés et dont l'analyse plus poussée révèle la nature non capitalisable desdits projets (2,4 M\$).

Quant à l'écart de 8,9 M\$ relié à la gestion de matériel, celui-ci s'explique principalement par :

- des investissements moins importants que prévu², ce qui implique des montants capitalisés plus faibles en gestion de matériel (4,4 M\$) ;
- un effort continu d'efficience et de rationalisation de la part des fournisseurs internes, engendrant ainsi des coûts moins élevés que prévu pour le Distributeur (3,4 M\$).

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.

² Voir à cet effet la pièce HQD-5, document 1.

Réponse :

Les efforts d'efficience du Distributeur totalisant 40,6 M\$ ont permis de compenser les écarts défavorables, dont les coûts non prévus de 37,3 M\$ relatifs au BEIÉ. Le total des charges d'exploitation présente donc un écart favorable de 3,7 M\$, soit environ 3 % du bénéfice net réglementé de 111,4 M\$.

Le Distributeur tient à rappeler qu'il effectue ses prévisions selon l'information disponible au moment de la préparation du dossier tarifaire. Par la suite, il ajuste au quotidien ses décisions et effectue une gestion globale et dynamique de ses charges tout en visant à respecter l'enveloppe reconnue par la Régie.

- 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)).

Réponse :

L'écart favorable de 40,3 M\$ relié à l'amélioration de la performance nette de la croissance a été principalement réduit par des coûts de 12,6 M\$ reliés aux missions d'assistance de dépannage aux États-Unis, coûts qui n'ont pas été inclus dans la prévision des charges étant donné la nature imprévisible de ces missions.

- 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.

Réponse :

Tel que précisé à la pièce HQD-2, document 3, le Distributeur a dû prendre certaines décisions afin de compenser les coûts non prévus relatifs au BEIÉ, le tout afin de respecter le montant de charges d'exploitation reconnu par la Régie pour l'année 2012.

Ainsi, le Distributeur a saisi les opportunités que lui ont offertes les départs à la retraite afin d'optimiser davantage l'organisation de ses activités.

Le Distributeur tient à préciser que la planification des départs à la retraite est un exercice effectué à chaque année par les gestionnaires en collaboration avec les Ressources humaines. Cependant, cet

exercice est assujéti à certaines contraintes. Ainsi, le Distributeur réitère 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, tels le nombre exact de départ à la retraite et les dates de ces départs. De même, la prise en compte des pistes d'efficience dans l'élaboration de ses prévisions se fait de façon prudente, celles-ci devant se faire dans le respect des conventions collectives et devant être en lien avec les enjeux organisationnels.

Compte tenu de ces éléments, le Distributeur considère que la prévision des départs à la retraite présentée à chacun des dossiers tarifaires est la meilleure qu'il puisse faire au moment de leur élaboration. À cet effet, le Distributeur présente dans son dossier tarifaire, et ce depuis plusieurs années, l'évolution réelle et prévue des départs à la retraite de ses employés, ainsi que le nombre d'employés admissibles à la retraite.

Enfin, il est important de rappeler que le Distributeur vise toujours à réaliser les réductions d'effectifs sans affecter la prestation de service rendu aux clients et que ces réductions sont au bénéfice de l'ensemble de la clientèle et ce, de façon récurrente.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

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.

Réponse :

Le tableau R-6.1 présente les dépenses comptabilisées aux charges en 2012 pour le PGEÉ.

**TABLEAU R-6.1
SUIVI BUDGÉTAIRE 2012 – ÉCARTS DÉPENSES RÉELLES AUX CHARGES (M\$)**

Programmes et activités d'HQD	Résultats	D-2012-024	Écart
Marché résidentiel			
Diagnostic résidentiel	2	3	(1)
Mieux consommer - résidentiel	4	9	(5)
Rénovation énergétique - MFR	0	1	(1)
Volet social	0	0	(0)
Volet COOP	0	0	(0)
Volet OBNL	0	0	(0)
Volet privé - municipalités	-	0	(0)
Récupération de frigos et congélos énergivores	1	2	(1)
Remplacement de frigos - MFR	0	0	0
Géothermie	0	1	(0)
Pompes à chaleur	0	0	(0)
Soutien aux projets DUD	0	0	(0)
Réseaux autonomes	(0)	0	(0)
Sous-total Marché résidentiel	8	16	(8)
Marché affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	0	0	(0)
Recommissioning	-	-	-
OIEÉB	3	2	1
Bâtiments HQD	-	-	
Réseaux autonomes	0	0	(0)
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	3	2	1
Marché affaires - Industriel			
OIEÉSI	1	2	(1)
Petites et moyennes industries	1	1	(0)
Grandes industries	1	1	(0)
Sous-total Secteur industriel	1	2	(1)
Tronc commun			
Gestion de la consommation	0	0	(0)
Innovations technologiques et commerciales	9	8	1
Planification et évaluation	7	10	(3)
Commercialisation	2	3	(1)
Réseaux autonomes	0	1	(0)
Sous-total Tronc commun	18	22	(4)
SOUS-TOTAL - Programmes et activités d'HQD	31	42	(11)
Frais d'emprunt capitalisés et contingence	-	2	(2)
TOTAL - PGEE	31	44	(13)

Note : Les totaux et sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

Les dépenses réelles aux charges d'exploitation du PGEÉ s'élèvent à 31 M\$, soit 13 M\$ de moins que le montant reconnu de 44 M\$ dans la décision D-2012-024. Cet écart favorable s'explique comme suit :

Au marché résidentiel, baisse des coûts en commercialisation pour les programmes suivants :

- *Diagnostic résidentiel* pour le service *Comparez-vous* (-1 M\$) ;
- *Mieux consommer – résidentiel* (-5 M\$), à la suite du retrait de l'incitatif financier pour certains produits et à des volets qui n'ont pas été lancés en 2012 ;
- *Récupération de frigos et congélos énergivores* (-1 M\$), compte tenu de la période de rodage requise par le nouveau prestataire.

Au Tronc commun, l'écart de -4 M\$ s'explique principalement par l'optimisation des activités de commercialisation et par le report en 2013 de certaines activités d'évaluation.

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.

Réponse :

Le tableau R-6.2 présente les dépenses comptabilisées aux investissements en 2012 pour le PGEÉ.

TABLEAU R-6.2
SUIVI BUDGÉTAIRE 2012 – ÉCARTS DÉPENSES RÉELLES AUX INVESTISSEMENTS (M\$)

Programmes et activités d'HQD	Résultats	D-2012-024	Écart
Marché résidentiel			
Diagnostic résidentiel	4	3	1
Mieux consommer - résidentiel	19	19	1
Rénovation énergétique - MFR	2	5	(2)
Volet social	1	2	(1)
Volet COOP	0	0	(0)
Volet OBNL	0	1	(0)
Volet privé - municipalités	0	1	(0)
Récupération de frigos et congélos énergivores	5	13	(8)
Remplacement de frigos - MFR	2	8	(6)
Géothermie	2	2	0
Pompes à chaleur	0	0	(0)
Soutien aux projets DUD	0	2	(2)
Réseaux autonomes	0	0	0
Sous-total Marché résidentiel	35	51	(16)
Marché affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	4	3	1
Recommissioning	0	0	(0)
OIEÉB	66	65	0
Bâtiments HQD	0	4	(4)
Réseaux autonomes	2	1	1
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	73	74	(1)
Marché affaires - Industriel			
OIEÉSI	32	44	(11)
Petites et moyennes industries	15	16	(1)
Grandes industries	17	28	(10)
Sous-total Secteur industriel	32	44	(11)
Tronc commun			
Gestion de la consommation	0	0	(0)
Innovations technologiques et commerciales	1	0	1
Planification et évaluation	1	-	1
Commercialisation	-	-	-
Réseaux autonomes	0	-	0
Sous-total Tronc commun	2	1	2
SOUS-TOTAL - Programmes et activités d'HQD	142	169	(27)
Frais d'emprunt capitalisés et contingence	3	6	(3)
TOTAL - PGEE	145	175	(30)

Note : Les totaux et sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

**Les dépenses réelles aux investissements du PGEE s'élèvent à 145 M\$,
soit 30 M\$ de moins que le montant autorisé de 175 M\$ dans la**

décision D-2012 024. Cet écart favorable est attribuable à une baisse des coûts en aide financière et en exploitation.

Au marché résidentiel, l'écart s'explique principalement par :

- un taux de participation moins élevé que prévu pour les programmes *Rénovation énergétique – MFR* (-2 M\$), *Récupération de frigos et congélos énergivores* (-8 M\$) et *Remplacement de réfrigérateurs énergivores – MFR* (-6 M\$) ;
- un cycle de planification des projets plus long que prévu pour *Soutien aux projets DUD* (-2 M\$).

Au marché affaires, l'écart se justifie essentiellement par :

- pour la clientèle industrielle – grandes industries (-10 M\$), une envergure moindre que prévu des projets dans l'ancien *Programme d'initiatives industrielles – Grandes entreprises (PIIGE)*.

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.

Réponse :

Dès le prochain rapport annuel, le Distributeur sera en mesure de déposer les informations demandées selon la présentation du tableau A-1 de la pièce HQD-8, document 8 (B-0042), annexe A du dossier R-3814-2012.

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.

Réponse :

Le tableau R-7.1-A présente le détail des mises en service réelles 2012 par rapport à celles autorisées en vertu de la décision D-2012-024.

TABLEAU R-7.1-A
ÉCARTS DES MISES EN SERVICE RÉELLES 2012 / D-2012-024 (M\$)

CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT	Réel 2012	D-2012-024	Écart (Réel 2012 vs D-2012-024)
Projets > 10 M\$ déjà autorisés	104,0	228,0	-124,0
<i>Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution</i>	0,1		0,1
<i>Construction de la centrale thermique de Kuujuaq</i>	1,2		1,2
<i>Optimisation des systèmes clientèles (OSC)</i>	48,3	45,2	3,1
<i>Réhabilitation du 201 Jarry</i>	1,9		1,9
<i>Automatisation du réseau</i>	23,0	34,0	-11,0
<i>Réaménagement de l'échangeur Dorval</i>	0,6	6,6	-6,0
<i>Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)</i>	10,3	23,1	-12,8
<i>Lecture à distance - Phase 1</i>	3,7	106,0	-102,3
<i>Travaux de raccordement du réseau de distribution</i>			
<i>Poste Anne-Hébert</i>		2,6	-2,6
<i>Poste Neubois</i>	2,3		2,3
<i>Poste Charlesbourg</i>	2,8		2,8
<i>Poste Limoilou</i>	3,6		3,6
<i>Poste Lefrançois</i>	0,1		0,1
<i>Poste Bélanger</i>	6,1	10,4	-4,3
Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'art. 73	5,2	10,0	-4,8
<i>Programme d'enfouissement</i>	5,2	10,0	-4,8
Ensemble des projets < 10 M\$ (EN BLOC)	568,3	648,2	-79,9
Sous total	677,5	886,2	-208,7
Plan global en efficacité énergétique	144,4	175,0	-30,6
Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	9,8	-132,6	142,4
TOTAL	831,7	928,6	-96,9

Les principaux écarts s'expliquent comme suit :

Automatisation du réseau (-11,0 M\$) : Tel que spécifié à la pièce HQD-6, document 2, l'ouragan Sandy a nécessité la mobilisation des équipes terrain aux États-Unis afin de participer au rétablissement du courant dans plusieurs états, ce qui a occasionné le report en 2013 de la réalisation de certains travaux d'installation et de la mise en service des 74 derniers équipements.

Réaménagement de l'échangeur Dorval (-6,0 M\$) : Tel que spécifié à la pièce HQD-6, document 5, l'échéancier de ce projet dépend de l'avancement des travaux du Ministère des Transports du Québec (« MTQ »), lequel est responsable de la coordination de l'ensemble des travaux ainsi que des intervenants impliqués. Le projet du MTQ accuse maintenant un retard de près de cinq ans sur l'échéancier initial, avec pour conséquence un retard dans les mises en service.

CATVAR (-12,8 M\$) : Tel que précisé à la pièce HQD-6, document 15, l'échéancier de ce projet a été revu de telle sorte que le projet sera

finalisé en 2023 plutôt qu'en 2015, tel qu'initialement prévu au dossier R-3776-2011 lors de l'établissement de l'année témoin 2012.

Lecture à distance - Phase 1 (« LAD ») (-102,3 M\$) : L'écart s'explique par le report du début du déploiement massif et par la révision du calendrier de déploiement du projet LAD.

Ensemble des projets < 10 M\$ (-79,9 M\$) : L'écart s'explique principalement par les éléments suivants :

- Projets en technologie de l'information (-38,0 M\$) : l'écart est principalement dû à un retard dans les mises en service ;
- Alimentation des abonnés (-16,5 M\$) : la baisse du nombre de demandes découlant de modifications aux installations électriques des clients ainsi que la diminution des demandes de travaux de prolongement et de raccordement expliquent cet écart ;
- Programme d'équipements (-16,2 M\$) : Afin de respecter sa capacité de réalisation, le Distributeur a revu à la baisse les investissements prévus dans le cadre de son programme d'équipements, ce qui a eu pour conséquence de diminuer les mises en service ;
- Baisse des demandes de tiers pour les travaux souterrains (-14,8 M\$) ;
- Bâtiments (-9,0 M\$) : la réévaluation des besoins pour la pérennité de certains bâtiments, laquelle a permis de réduire les investissements de 2012, a eu un impact à la baisse sur les mises en service.

Ces écarts ont été contrebalancés par une sous-évaluation des mises en service autorisées des travaux liés au renouvellement des équipements (13,9 M\$).

Plan global en efficacité énergétique (-30,6 M\$) : Voir la réponse à la question 6.2.

Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers (142,4 M\$) : Le tableau R-7.1-B présente les écarts des mises en service des contributions.

TABLEAU R-7.1-B
ÉCARTS DES MISES EN SERVICE RÉELLES 2012 / D-2012-024
DES CONTRIBUTIONS À DES POSTES DE DÉPART PRIVÉS ET AUTRES CONTRIBUTIONS
DE TIERS (M\$)

CONTRIBUTIONS ¹	Réel 2012	D-2012-024	Écart (Réel 2012 vs D-2012-024)
Contributions à des postes de départ privés	3,9	-132,6	136,5
<i>Premier appel d'offres Éoliens A/O 2003-02</i>	22,8	-22,0	44,8
<i>Deuxième appel d'offres Éoliens A/O 2005-03</i>	-18,7	-109,4	90,7
<i>Biomasse</i>	-0,2	-1,2	1,0
Autres contributions de tiers	5,9		5,9
TOTAL	9,8	-132,6	142,4

⁽¹⁾ incluant les frais d'entretien y afférent.

Les principaux écarts s'expliquent comme suit :

- **Premier appel d'offres Éoliens A/O 2003-02 (44,8 M\$) :** coûts réels réclamés au Transporteur par le producteur privé inférieurs au montant maximal prévu à l'entente de raccordement ;
- **Deuxième appel d'offres Éoliens A/O 2005-03 (90,7 M\$) :**
 - Reports de la date de mise en service initiale (81,9 M\$) ;
 - Coûts réels réclamés au Transporteur par le producteur privé inférieurs au montant maximal prévu à l'entente de raccordement (15,2 M\$).

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

7.3 Veuillez faire le lien avec les mises en service partielles en 2012, par projet, fournies à la réponse 8.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1, à l'exception des projets *Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution* et *Lecture à distance - Phase 1*, lesquels n'ont pas fait l'objet d'un suivi au Rapport annuel 2012.

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.

Réponse :

Le tableau R-8.1 présente les mises en service des projets de plus de 10 M\$ présentés au Rapport annuel 2012 et qui ont fait l'objet de mises en service en 2012.

**TABLEAU R-8.1
PROJETS DE PLUS DE 10 M\$ - MISES EN SERVICE RÉALISÉES EN 2012 (M\$)**

CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Projets > 10 M\$ déjà autorisés									
Construction de la centrale thermique de Kuujuaq						43,0	6,4	1,2	50,6
Optimisation des systèmes clientèles (OSC)								48,3	48,3
Réhabilitation du 201 Jarry	0,7	5,8	-0,2	13,9	7,0	7,8	7,8	1,9	44,7
Automatisation du réseau		1,7	13,7	26,8	36,9	30,6	30,7	23,0	163,5
Réaménagement de l'échangeur Dorval							0,4	0,6	1,1
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)							3,5	10,3	13,8
Travaux de raccordement du réseau de distribution									
Poste Anne-Hébert						5,7	3,6		9,3
Poste Neubois							3,4	2,3	5,6
Poste Charlesbourg								2,8	2,8
Poste Limoilou							1,6	3,6	5,2
Poste Lefrançois								0,1	0,1
Poste Bélanger							3,8	6,1	9,9
TOTAL	0,7	7,5	13,5	40,7	43,9	87,1	61,3	100,2	355,0

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\$.

Réponse :

Non, le Distributeur n'y voit aucun inconvénient.

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 (PGÉE). »

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.

Réponse :

Puisque le projet constituait un projet de rénovation majeure, certaines mesures de réduction de la consommation énergétique du bâtiment étaient intrinsèquement liées au remplacement des équipements existants par des équipements plus performants, notamment au niveau du chauffage, de la ventilation et de l'air climatisé. L'ensemble des mesures intégrées dans le projet de base permettaient des réductions estimées de la consommation électrique de l'ordre de 10 GWh.

Dans la décision D-2005-103, la Régie a accepté que le Distributeur intègre des mesures additionnelles d'économie d'énergie à son projet de base, sous la condition de respecter le critère décisionnel utilisé pour les autres mesures de son projet. Ainsi, après analyse, seuls les

travaux de centralisation des commandes de l'éclairage, au coût total de 0,9 M\$, ont été intégrés au projet de base³.

Le projet de réhabilitation du 201 Jarry était admissible à un appui financier dans le cadre du volet *bâtiments HQD* du PGEÉ. Dans ce contexte, et compte tenu de la nature du projet, les appuis financiers ont été évalués principalement sur une base annuelle globale à l'aide de simulations énergétiques basées sur la consommation énergétique du bâtiment rénové, celle-ci étant comparée à celle d'un bâtiment standard. En ce qui a trait aux travaux de centralisation des commandes de l'éclairage de 2007 à 2009, les coûts admissibles au PGEÉ étaient de 0,3 M\$⁴. L'ensemble du projet, incluant cette mesure, a bénéficié d'un appui financier de 3,1 M\$ pour des économies d'énergie totales de 10,3 GWh⁵.

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 :

³ Voir à cet effet la lettre du Distributeur du 26 mars 2007 en suivi de la décision D-2005-103 et la pièce HQD-5, document 2.1 du Rapport annuel 2009 du Distributeur.

⁴ *Idem.*

⁵ Voir la pièce HQD-6, document 1 du Rapport annuel 2010 du Distributeur.

- 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.

Réponse :

Au moment de son autorisation par la Régie, les bénéfices escomptés du Programme d'automatisation du réseau (« le Programme ») visaient une amélioration de l'indice de continuité de service (« IC ») provincial de 15 minutes ainsi qu'une réduction, de 13 % à 7 %, du nombre de clients ayant un IC de plus de 4 heures. Le nombre initialement prévu de 3 750 équipements à télécommander a été déterminé par une étude de planification et par des simulations de réseau, réalisées en 2005, afin d'atteindre les objectifs du Programme.

Chaque année, des études de planification et d'ingénierie détaillée sont réalisées au moment de l'exercice de planification des équipements à télécommander de l'année suivante. Ces études prennent en considération la configuration actuelle de la ligne, les projets à venir qui modifieront la configuration de celle-ci, les contraintes du terrain ainsi que l'emplacement des points à télécommander. Suite aux études réalisées, il arrive parfois qu'il soit impossible de télécommander un équipement initialement prévu. Le planificateur procède alors à la sélection d'autres équipements à télécommander répondant aux objectifs poursuivis par le Programme. Une conciliation de ces ajustements et du nombre d'équipements à télécommander est réalisée au niveau provincial. Le nombre total d'équipements à télécommander est alors ajusté afin d'atteindre les objectifs du Programme.

Ainsi, en 2011, le nombre total d'équipements à télécommander a été revu à la baisse en raison de nombreux projets de croissance, planifiés de 2013 à 2016, sur des lignes dont la télécommande d'équipements était prévue au Programme et également en raison de certaines difficultés d'intégration des équipements en milieu urbain. Ainsi, le nombre total d'équipements à télécommander dans le cadre du Programme totalisait 3 583 en 2011.

En 2012, le Distributeur a finalisé la planification détaillée des derniers équipements à télécommander dans le cadre du Programme, dont certains prévus en 2005 se sont avérés impossible à réaliser et ce, pour les mêmes raisons qu'expliquées précédemment. Ces derniers

équipements ont alors été remplacés par des équipements hors Programme, mais répondant aux objectifs, pour lesquels la télécommande était prévue après 2012. Le nombre final d'équipements à télécommander est ainsi passé à 3 595 en 2012.

À terme, le Programme aura permis de télécommander environ 3 595 équipements sur le réseau de distribution, au lieu des 3 750 équipements initialement prévus, ce qui représente un écart de 4% par rapport au Programme approuvé. Cependant il est important de rappeler que malgré un nombre d'équipements installés moindre, les objectifs poursuivis par le Programme ont été atteints. Le Distributeur fera état du résultat final et de l'atteinte des objectifs du Programme dans son Rapport annuel 2013.

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%20gre%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 coûteuse. »

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 Kuujuaq 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 Kuujuaq 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 Kuujuaq.

Réponse :

Les travaux réalisés en 2012 aux échangeurs de chaleur des baies moteurs étaient de nature corrective et avaient pour objectif de corriger une erreur de conception du fabricant. Ces travaux ont d'ailleurs été effectués par le fabricant lui-même et ont permis de répondre au besoin de chauffage de la centrale uniquement. Aucun équipement additionnel nécessaire à un système de récupération de chaleur n'a été installé sur les baies moteurs.

Ces travaux ne modifient pas les conclusions concernant la récupération de chaleur à la centrale pour les besoins de la communauté de Kuujuaq, tel que présenté dans le dossier R-3748-2010 à la pièce HQD-3, document 1 (B-0018), Annexe 1, section Kuujuaq.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

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.

Réponse :

Dans l'éventualité où la centrale actuelle demeure en fonction jusqu'en 2020, le Distributeur agira avec diligence afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation de ses clients. Pour ce faire, il effectuera les travaux de pérennité requis. Ces travaux pourraient, entre autres, concerner un groupe électrogène, des radiateurs de groupe, la réhabilitation de moteurs, des batteries et de leurs chargeurs, la salle de commande ainsi que le parc à carburant.

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.

Réponse :

L'évaluation sommaire des investissements requis pour assurer la fiabilité de la centrale jusqu'en 2020 est de l'ordre de 5,0 M\$ et prend en considération l'évolution de la demande.

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.

Réponse :

Dans le cadre de la suspension du projet de raccordement du village de la Romaine, le Distributeur a effectué une évaluation des coûts des immobilisations en cours afin de s'assurer qu'ils représentent un avantage futur, tel qu'exigé par les encadrements corporatifs de l'entreprise. Le montant de la radiation de 1,1 M\$ a été déterminé suite à cette évaluation et comprend principalement certains coûts

d'ingénierie qui devraient être réactualisés lors de la reprise du projet, le coût des poteaux qui devraient être relocalisés, le coût du matériel et le coût pour des activités de piquetage et de débroussaillage qui devront être reprises.

- 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.

Réponse :

Les encadrements corporatifs exigent qu'une évaluation annuelle soit effectuée afin de s'assurer que les montants inscrits aux Immobilisations représentent toujours un avantage futur. Présentement, le Distributeur ne prévoit pas de radiation additionnelle.

- 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.

Réponse :

Les poteaux plantés durant l'automne 2010 entre le village de Natashquan et la rivière du même nom pourront servir à construire une ligne de relève pour les villages de Nutashkuan et de Kegaska afin d'améliorer leur qualité de service.

De plus, le début des travaux pour le parachèvement de la route 138 jusqu'à Kegaska prévue dès l'automne 2013 favorisera la reprise des activités du Distributeur dans ce secteur. Le Distributeur prévoit remettre à jour son dossier en fonction de ce nouvel élément. Il entend poursuivre ses analyses afin de retenir la meilleure solution pour assurer la pérennité et la fiabilité de l'alimentation du village de la Romaine.

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.

Réponse :

Le déploiement initial du projet prévoyait le devancement et la réalisation de projets d'investissement dans les postes satellites du Transporteur afin de mettre à niveau les automatismes de régulation de tension.

Suite à la réalisation de ces travaux, le Distributeur a constaté que ceux-ci exigeaient des vérifications et des modifications importantes aux systèmes d'alimentation auxiliaires des installations électriques. Ils demandaient également une coordination complexe des travaux multidisciplinaires. Étant donné que les postes ciblés feront l'objet de

travaux dans le cadre de la stratégie de pérennité du Transporteur, le Distributeur et le Transporteur ont jugé plus judicieux de procéder au déploiement de l'asservissement de la tension dans les postes, en respectant le rythme des travaux de pérennité du Transporteur.

Malgré le report de huit années de la fin du projet, le Distributeur évalue actuellement que le niveau de ses investissements requis demeurera le même que celui autorisé, soit 152 M\$, puisque le nombre total prévu d'équipements installés demeure inchangé. Cependant, le coût de 10 M\$ reliés au devancement des investissements du Transporteur, inclus dans l'analyse du test du coût total des ressources (« TCTR ») au moment du dépôt du projet, ne sera plus requis considérant l'harmonisation du rythme du déploiement des travaux. Le niveau de charges d'exploitation prévu annuellement demeure le même que celui prévu initialement. De plus, le Distributeur prévoit qu'au terme du projet, le niveau d'économie d'énergie atteindra 2 TWh tel que prévu. Par ailleurs, le report des économies d'énergies survient parallèlement au report des investissements du Distributeur pour la même période.

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.

Réponse :

CATVAR est un projet à contenu en efficacité énergétique. Il a été approuvé par la Régie sur la base du résultat du TCTR qui démontrait une rentabilité élevée, évaluée à 1,2 G\$. Sur cette base, le Distributeur est justifié de poursuivre son projet tant que ce dernier demeure rentable.

Si aujourd'hui, le Distributeur devait refaire l'évaluation du TCTR, il est improbable que le TCTR obtenu démontrerait la non rentabilité du projet, compte tenu des éléments suivants :

- le niveau élevé de rentabilité du TCTR (1,2 G\$) lors de l'analyse du scénario original ;
- la période d'analyse serait plus longue et porterait jusqu'en 2037, soit une période de 15 ans suivant la mise en service finale ;
- le niveau des investissements du projet demeurerait pratiquement inchangé à l'exception de la diminution des coûts de devancement des investissements du Transporteur, tel que mentionné en réponse à la question 14.1 ;
- les coûts évités seraient à la hausse considérant une période d'analyse plus longue.

Tous ces éléments permettent de conclure qu'il n'existe pas de risque que le TCTR du projet CATVAR ne soit plus rentable et pour ces raisons, le Distributeur ne voit pas la nécessité de revoir les données du projet ou de présenter un nouveau projet.

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 ».

Réponse :

Les modalités des anciens programmes PIBGE, PIIGE et PADIGE prévoient un mesurage avant et après la mise en œuvre d'un projet pour établir ses économies d'énergie.

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.

Réponse :

Dans le cas des programmes ayant fait l'objet de plusieurs évaluations externes successives, la colonne « Avant » présente les paramètres de calcul établis lors de la précédente évaluation. La colonne « Après » présente les nouveaux paramètres de calculs établis à la suite de l'évaluation externe approuvée par la Régie.

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.

Réponse :

Dans la majorité des cas, les effets de distorsion commerciaux mesurés d'un programme à l'autre sont essentiellement les mêmes. Cependant, l'évaluateur peut choisir de mesurer ou non un effet de distorsion particulier à la suite d'une analyse des modalités de chaque programme, tout en considérant la faisabilité et la probabilité de mesurer de tels effets.

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.

Réponse :

Le volet Petits clients affaires lancé aux Îles-de-la-Madeleine visait l'installation de thermostats électroniques et de produits d'éclairage dans les petits bâtiments commerciaux, institutionnels et industriels. À ce jour, plus de 130 visites ont été effectuées, principalement dans les bâtiments ayant un plus fort potentiel d'économies d'énergie. En ce qui a trait aux développements futurs, le Distributeur soumet respectueusement à la Régie qu'il serait plus opportun d'examiner cette question dans le cadre du dossier tarifaire, qui est le forum désigné pour en traiter.

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.

Réponse :

Tableau R-18.1
Suivi énergétique et budgétaire 2012 – OIEÉSI – PMI

Programmes et activités d'HQD	Budget (M\$)			Économies d'énergie (GWh)		
	Résultats	D-2012-024	Écarts	Résultats	D-2012-024	Écarts
Petites et moyennes industries	16	17	(1)	70	48	22
Initiatives - systèmes industriels (AISi)	7	3	4	30	13	16
Autres volets PMI	9	14	(5)	40	35	6

Pour l'ancien programme AISI (+16 GWh, + 4 M\$), un nombre plus élevé que prévu de projets a entraîné des économies d'énergie et des coûts supérieurs à la prévision. Pour les autres volets PMI (+6 GWh, -5 M\$), un volume plus important de projets au volet « Mesures prescriptives » a généré des économies d'énergie plus élevées que prévu mais, à un coût unitaire moindre.

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.

Réponse :

L'impact du volume plus élevé de projets de type prescriptif concerne uniquement les autres volets PMI, qui sont :

- Analyse de la consommation d'énergie électrique ;
- Mesurage en continu et gestion de l'énergie ;
- Modernisation ;
- Nouvelle usine, agrandissement ou ajout de chaînes de production ;
- Démonstration technologique ;
- Mesures prescriptives.

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.

Réponse :

Les résultats du sondage correspondent à la période qui a suivi 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.

Réponse :

Le Distributeur souligne que l'un des principaux objectifs poursuivis par la campagne de communication est de confirmer au client que l'adhésion au tarif DT demeure un bon choix et que ce fait n'est pas

influencé par les fluctuations du prix du mazout. D'ailleurs, les résultats du dernier sondage démontrent que la mention relative aux coûts élevés du mazout pour justifier une potentielle conversion a diminué de moitié par rapport au sondage précédent.

Les intentions de conversion des actuels abonnés DT sont relativement moins importantes que celles rapportées antérieurement. En effet, la proportion des *très probable* se situe à 1 % au lieu de 6 %, tandis que la proportion des *assez probable* est relativement stable à 6 % au lieu de 8 %.

Le taux de satisfaction des abonnés au tarif DT demeure stable à un niveau très élevé. En effet, le pourcentage de répondants très ou assez satisfaits se situe à 93 % en 2009 et à 95 % en 2012.

Enfin, la notoriété du tarif DT auprès des clients chauffant principalement au mazout a augmenté, passant de 65 % à 75 % en 2012. Parmi ceux-ci, 55 % pourraient considérer la biénergie, soit une augmentation de 10 % par rapport à 2009.

19.3 Même question en ce qui concerne la notoriété du tarif DT.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2.

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.

Réponse :

Le Distributeur maintiendra ses activités de promotion pour les années à venir et demeurera à l'affût de toute nouvelle avenue de commercialisation pour maintenir le parc de la biénergie. Bien que les activités de promotion ne touchent pas exclusivement les clients utilisant le mazout, ceux-ci constituent l'essentiel de la clientèle visée.

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.

Réponse :

Le Distributeur confirme pour 2012 le ratio de 313 plaintes reçues par 100 000 abonnements pour la catégorie *Général, institutionnel et industriel*. Cependant, pour 2011, une erreur au niveau du dénominateur a amené à un calcul erroné du ratio. Ainsi, celui-ci aurait dû être de 266 par 100 000 abonnements et non de 22.

Le tableau R-20.1 présente pour 2011, les ratios publiés dans le rapport annuel versus les ratios redressés.

TABLEAU R-20.1
RATIOS REDRESSÉS DES PLAINTES 2011

2011 Plaintes par 100 000 abonnements	Domestique, agricole et autres		Général, institutionnel et industriel		Total		
	Reçues	En appel	Reçues	En appel	Reçues		En appel
					Nombre	%	
Ratios publiés dans le rapport annuel (erronés)	134	4	22	2	156	s/o	5
Ratios redressés	136	4	266	18	146	s/o	5