

RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS



DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1 DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS

HQD - DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016

- **1. Références :** (i) B-0018 ou HQTD-4, document 4, page 5;
 - (ii) D-2014-037, page 40;

Préambule:

La référence (i) mentionne : « À compter de 2024 : le signal de prix est de 11,2 ¢/kWh (\$ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix plafond du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage ».

À la référence (ii) relative au dossier tarifaire R-3854-2013, la Régie mentionne :

« Enfin, pour le coût évité de long terme, elle est d'avis qu'il y a lieu d'utiliser un prix de référence qui soit davantage basé sur la réalité actuelle des approvisionnements en énergie, alors que le Distributeur calcule un prix d'achat d'énergie sur le marché du New York Independent System Operator (NYISO) de 7,0 ¢/kWh en 2024».

Puis la Régie fixe le prix comme suit :

« À compter de 2024 : le signal de prix est fixé à 9,0 ¢/kWh (\$ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW fixé par règlement le 6 novembre 2013 ».

Nous constatons que la proposition du Distributeur et la décision de la Régie réfèrent au même appel d'offres, l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW.

Nous comprenons que la différence entre le prix proposé par le Distributeur (11,2 ϕ/kWh) et celui fixé par la Régie (9,0 ϕ/kWh) s'explique par l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage.

Demandes:

1.1 Veuillez confirmer notre compréhension selon laquelle la différence entre le prix proposé par le Distributeur et celui fixé par la Régie s'explique par l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage.

Réponse:

Le Distributeur le confirme.



1.2 Veuillez justifier l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage.

Réponse:

1

2

3

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

Le coût évité doit refléter la valeur de l'énergie ferme et garantie sur une longue période de temps et, à ce titre, doit inclure les coûts de transport et d'équilibrage (pour l'énergie éolienne). D'ailleurs, le coût évité de long terme de 10,5 ¢/kWh approuvé par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2013-037, basé sur les résultats du deuxième appel d'offres éolien, incluait les coûts de transport et d'équilibrage.

1.3 Veuillez fournir séparément le coût de transport et le coût d'équilibrage qui ont été inclus dans le prix proposé.

Réponse :

Le coût de transport de 1,6 ¢/kWh correspond au coût d'intégration au réseau des projets issus du deuxième appel d'offres éolien, exprimé en dollars de 2014.

Le coût d'équilibrage de 0,6 ¢/kWh correspond au coût unitaire du service d'intégration éolienne.

1.4 Veuillez fournir le détail de l'évaluation du coût de transport.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3.

1.5 Veuillez fournir le détail de l'évaluation du coût d'équilibrage.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3.

1.6 Si vous ne confirmez pas l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage, veuillez préciser ce qui explique la différence entre le prix proposé par le Distributeur et celui fixé par la Régie.

Réponse:

Sans objet.



- **2. Références :** (i) B-0018 ou HQTD, document 4, Annexe A;
 - (ii) R-3887-2014, HQT-1, document 1, Annexe 4, pages 4 et 5;
 - (iii) R-3893-2014, HQT-1, document 1, Annexe 3, page 4;

Préambule:

La référence (i) présente les coûts évités par usage et par catégorie de clients. Cette information est fournie à chacun des dossiers tarifaires.

La référence (ii) présente, notamment, les coûts unitaires annuels en puissance et en énergie qui ont été utilisés pour l'évaluation des pertes de transport sur la période 2016-2064.

La référence (iii) présente, notamment, les coûts unitaires annuels en puissance et en énergie qui ont été utilisés pour l'évaluation des pertes de transport sur la période 2016-2064.

Demandes:

2.1 Veuillez indiquer s'il est proposé que les coûts de la référence (i) soient utilisés pour l'évaluation des pertes sur le réseau de transport.

Réponse :

1

2

3

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier, car elle réfère à des évaluations effectuées par le Transporteur.

2.2 Si oui, veuillez identifier ces coûts en indiquant le tableau et la ligne.

Réponse :

- Voir la réponse à la question 2.1.
- 2.3 Si non, veuillez fournir les coûts unitaires annuels en puissance et en énergie que le Distributeur propose d'utiliser pour l'évaluation des pertes sur le réseau de transport.

Réponse :

- Voir la réponse à la question 2.1.
- **3. Références :** (i) B-0018 ou HQTD, document 4, pages 7 et 8;
 - (ii) R-3954-2013, HQTD-3, document 4, page 8;

Préambule:



Les informations fournies aux références (i) et (ii), permettent de calculer l'augmentation des coûts évités unitaires en puissance et en énergie par rapport au dernier dossier tarifaire (R-3854-2013, phase 1). Les résultats sont présentés au tableau ci-dessous.

	Énergie	puissance
	cent/kWh	\$/kW
Îles-de-la-Madeleine		
Cap-aux-Meules	134,4%	148,1%
Basse Côte-Nord		
Anticosti	129,7%	112,5%
Haute-Mauricie		
Clova	137,8%	112,5%
Opitciwan	136,5%	112,5%
Nunavik		
Akulivik	122,2%	112,5%
Aupaluk	120,5%	112,5%
Inukjuak	120,8%	112,5%
lvujivik	118,5%	112,5%
Kangiqsualujjuaq	120,2%	112,5%
Kangiqsujuaq	123,8%	112,5%
Kangirsuk	123,9%	112,5%
Kuujjuaq	130,9%	112,5%
Kuujjuarapik	123,0%	112,5%
Puvirnituk	121,7%	112,5%
Quaqtaq	117,0%	112,5%
Salluit	122,2%	112,5%
Tasiujaq	123,3%	112,5%
Umiujaq	122,9%	112,5%
Schefferville	100,0%	100,0%

À la page 7 de la référence (i), le Distributeur mentionne que la révision actuelle découle principalement de la mise à jour des principaux paramètres, notamment le prix des combustibles et le taux de change.

Demandes:

3.1 Veuillez préciser l'augmentation des coûts évités en énergie qui est due à la mise à jour du prix des combustibles et fournir les prix des combustibles.

Réponse :

1

2

Tout d'abord, le Distributeur tient à mentionner que les calculs réalisés par l'intervenant sur l'augmentation des coûts évités, tant en énergie qu'en puissance, sont erronés. À titre d'exemple, les coûts évités en énergie à



2

3

4

6

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

Cap-aux-Meules ont augmenté de 34,4 % et non de 134,4 %. Il en est de même pour chacun des villages.

Concernant l'augmentation des coûts évités en énergie, près de la moitié de cette augmentation est attribuable à la réévaluation de la prévision des prix des combustibles. Dans le présent dossier, le Distributeur a basé sa prévision des prix des combustibles sur celle du WTI de l'US Energy Information Administration (EIA) publiée dans son rapport *Annual Energy Outlook 2014*¹. De plus, la mise à jour du taux de change (\$CAN/\$US), présentée au Tableau 1 de la pièce HQD 4, document 1 (B-0014), qui est de l'ordre de 10 %, explique également une part significative de l'accroissement des coûts évités en énergie.

Quant aux coûts évités en puissance, ils ne dépendent ni des prix des combustibles ni du taux de change. La méthodologie des coûts évités en puissance a été déposée dans le dossier R-3814-2012, à la pièce HQD-2, document 4 (B-0016).

3.2 Veuillez préciser l'augmentation des coûts évités en énergie qui est due à la mise à jour du taux de change et fournir les taux de change.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

3.3 Veuillez préciser l'augmentation des coûts évités en puissance qui est due à la mise à jour du prix des combustibles et fournir les prix des combustibles.

Réponse:

Voir la réponse à la question 3.1.

3.4 Veuillez préciser l'augmentation des coûts évités en puissance qui est due à la mise à jour du taux de change et fournir les taux de change.

Réponse:

Voir la réponse à la question 3.1.

Original : 2014-10-23

HQD-15, document 2 Page 7 de 25

¹ http://www.eia.gov/forecasts/aeo/



- **4. Références :** (i) B-0020 ou HQTD-6, document 1, page 7;
 - (ii) R-3864-2013, B-0021 ou HQD-3, document 1, page 47;

Préambule:

À la référence (i), traitant des approvisionnements post patrimoniaux pour l'année 2015, le Distributeur ne prévoit aucune quantité d'énergie rappelée ni différée (Conventions d'énergie différée).

À la référence (ii) du dossier traitant du Plan des approvisionnements, le Distributeur mentionne :

« De plus, étant donné le contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande, les conventions pour différer l'énergie des contrats de base et cyclable ne peuvent être utilisées conformément à leur finalité et dans le respect des engagements contractuels du Distributeur».

Demandes:

4.1 Veuillez indiquer si la prévision de ne pas différer d'énergie pour l'année 2015 est justifiée par le *«contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande»*.

Réponse :

1

2

3

6

8

10

11

12

13

14

16

17

Le Distributeur rappelle que dans la preuve qu'il a soumise au soutien de sa demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (R-3864-2013), il a exposé en détail ses stratégies d'approvisionnement. La question des conventions pour différer l'énergie des contrats en base et cyclable avec le Producteur tout comme celle de la revente y ont été plus particulièrement traitées. Le Distributeur a ainsi précisé sa position à l'effet que dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, il ne planifiait plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des conventions ni à la revente.

Ces questions ont également été abordées dans la preuve de plusieurs intervenants et ont fait l'objet de nombreuses demandes de renseignements et de questions lors des audiences qui ont eu lieu à la fin du mois de juin 2014. La demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur est maintenant prise en délibérée par la Régie.

Par ailleurs, tel qu'il appert de la preuve soumise dans le cadre de la présente demande, la position du Distributeur est la même que celle exposée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023.



- Vu ce qui précède, le Distributeur invite l'intervenante à revoir l'ensemble de la stratégie du Distributeur présentée récemment dans le cadre de l'étude du Plan d'approvisionnement 2014-2023.
 - 4.2 Si oui, veuillez présenter la prévision de l'utilisation des Conventions d'énergie différée sur la période couverte par ces conventions.

Réponse :

- Voir la réponse à la question 4.1. 4
 - 4.3 Si non, veuillez justifier la prévision de ne pas différer d'énergie pour l'année 2015.

Réponse :

5

- Voir la réponse à la question 4.1.
 - 5. Références: (i) B-0020 ou HQD-6, document 1, page 11;
 - (ii) B-0020 ou HQD-6, document 1, page 13;
 - (iii) R-3854-2013, HQD-5, document 1, page 18;
 - (iv) R-3814-2012, HQD-13, document 1, pages 58 et 61;

Préambule:

Selon le tableau présenté à la référence (i), le Distributeur ne prévoit aucune revente d'énergie en 2014 et en 2015.

Le tableau de la référence (ii) présente, notamment, le prix des achats de court terme pour l'année 2013. Il est indiqué que le prix d'achat NYHQ GEN IMPORT est de 62,8 \$CAN/MWh.

Le tableau de la référence (iii) présente, notamment, le prix des achats de court terme pour l'année 2012. Il est indiqué que le prix d'achat NYMEX NY zone M est de 42,6 \$/MWh.

À la référence (iv), le Distributeur mentionne :

«D'ailleurs, le Distributeur tient à préciser que le scénario de revente demeure théorique. Conformément à ce qu'il a mentionné au cours des dernières années, les réservations de service de transport ferme point à point faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le Distributeur, ainsi que la congestion due à l'injection de quantités importantes d'énergie sur les marchés ne permettent pas de tirer profit d'un scénario de revente».



Par ailleurs, à la page 61 de la référence (iv), le Distributeur présente le calcul des prix de revente et leur comparaison au prix de l'électricité patrimoniale, pour les années 2012 et 2013.

Demandes:

5.1 Veuillez indiquer si le prix de la référence (ii) réfère au même point de livraison que celui de la référence (iii).

Réponse :

1

2

3

4

Le Distributeur confirme qu'il s'agit de la même référence de prix.

5.2 Veuillez indiquer si la prévision de l'absence de revente indiquée à la référence (i) est due à la congestion mentionnée à la référence (iv) ou à des prix trop bas.

Réponse :

- Voir la réponse à la question 4.1.
- 5.3 Veuillez indiquer si le Distributeur s'est déjà vu refusé une demande de service de transport pour la revente d'énergie.

Réponse :

- Voir la réponse à la question 4.1.
- 5.4 Veuillez fournir un calcul des prix de reventes en 2015, selon le même format que celui de la page 61 de la référence (iv).

Réponse :

- Voir la réponse à la question 5.3.
- 6. Références: (i) R-3708-2009, HQD-8, document 5, page 7;
 - (ii) R-3740-2010, HQD-8, document 5, page 7;
 - (iii) R-3776-2011, HQD-8, document 5, page 7;
 - (iv) R-3814-2012, HQD-8, document 5, page 7;
 - (v) R-3854-2013, HQD-8, document 5, page 7;
 - (vi) B-0035 ou HQD-9, document 5, page 7;

Préambule:



Le tableau ci-dessous présente un historique des investissements autorisés et des investissements réels du Distributeur pour les projets de moins de 10 M\$.

On peut constater que sur la période 2009-2014, les investissements autorisés n'ont pas été réalisés. Sur la période, l'écart est de 483,8 M\$, soit 12,2% des montants autorisés.

Proje	Projets inférieurs à 10 M\$: investissements, (M\$)										
	Autorisé	utorisé Réel ¹									
2009	663,9	623,5	40,4								
2010	702,1	603,4	98,7								
2011	654,2	608,5	45,7								
2012	705,4	580,7	124,7								
2013	656,3	503,6	152,7								
2014	569,4	547,8	21,6								
Total	3951,3	3467,5	483,8								
1	1 pour l'année 2014: année de base										

Demandes:

6.1 Veuillez indiquer l'impact de ne pas avoir réalisé les investissements autorisés sur la qualité du service.

Réponse :

1

3

4

5

8

10

11

12

14

15

Le Distributeur tient tout d'abord à souligner qu'il planifie ses investissements et les mises en service qui en découlent au meilleur de sa connaissance et sur la base de l'information disponible au moment de la préparation du dossier tarifaire.

Comme mentionné à la pièce HQD-9, document 5 (B-0035), les besoins et les travaux prioritaires du réseau sont réévalués et ajustés en cours d'année afin de tenir compte d'évènements hors du contrôle du Distributeur. Il effectue une gestion prudente des besoins prioritaires du réseau tout en répondant à la croissance de la demande, en assurant la qualité de service et en maintenant la pérennité de son réseau.

Le Distributeur présente à la section 3.2 de la pièce HQD-2, document 1 (B-0009) les indicateurs de qualité de service. On notera que l'indice de continuité normalisé est relativement stable depuis les cinq dernières années. Dans cette même section, le Distributeur souligne que l'indice au 30 juin 2014 s'est amélioré par rapport à celui du 30 juin 2013.



6.2 Veuillez indiquer l'impact de ne pas avoir réalisé les investissements autorisés sur les revenus requis réels par rapport aux revenus requis autorisés.

Réponse:

1

2

3

5

7

8

9

10

11

12

13

Le Distributeur rappelle que les écarts en matière d'investissements n'ont pas d'effet immédiat sur le revenu requis². Ce n'est qu'une fois mis en service que les investissements sont intégrés à la base de tarification comme actifs en exploitation et qu'ils génèrent une dépense d'amortissement et un rendement.

Le Distributeur présente au tableau R-6.2 l'écart entre les mises en service réelles et celles de l'année témoin des différents dossiers tarifaires, pour les projets inférieurs à 10 M\$.

Tableau R-6.2 : Mises en service des projets inférieurs à 10 M\$

Année	MES Réelles	MES année témoin	Ajustement des MES D-2010-022	Écart (rée (\$)	I - témoin) (%)
2009	575,3	565,0		10,3	1,8%
2010*	575,6	660,3	-75,0	-9,7	-1,5%
2011	577,7	635,7		-58,0	-9,1%
2012	568,3	648,2		-79,9	-12,3%
2013	529,4	634,9		-105,5	-16,6%
2014	520,8	529,3		-8,5	-1,6%
	l .		1		l

^{*} la coupure de 50 M\$ au niveau de la moyenne 13 soldes de la base de tarification de l'année témoin 2010 implique une baisse de 75 M\$ au niveau des mises en service.

Les écarts des mises en service de 2011 à 2013 ont eu un impact annuel moyen sur la charge d'amortissement et le rendement calculé sur la moyenne 13 soldes de la base de tarification de l'ordre de 2,0 M\$ et 3,0 M\$ respectivement.

Les écarts constatés en 2009, 2010 et 2014 sont quant à eux non significatifs et leur impact sur les revenus requis est marginal.

² Voir à cet effet la réponse à la question 22.2 de la demande de renseignement n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0066) du dossier R-3776-2011.



7. Référence : B-0036 ou HQD-9, document 6, page 7;

Préambule:

La référence présente les éléments qui sont pris en considération pour déterminer les revenus requis des investissements R1, R2, R3 et R4 sur une période de 5 ans. Les principales hypothèses du Distributeur sont les suivantes :

- amortissement des actifs du Distributeur relatifs aux investissements réalisés avant l'année 2015 tels que présentés au tableau 1 ;
- application de la méthode de l'amortissement linéaire ;
- période d'amortissement établie sur la durée d'utilité des équipements ;
- coût en capital prospectif de 5,847 %, comme déterminé par la Régie dans sa décision D-2014-037;
- taxe sur les services publics de 0,55 %;
- pour le regroupement R2, revenus additionnels de 2015 à 2019 établis à partir de la prévision de mai 2014 des ventes d'énergie transitant sur le réseau de distribution en intégrant la diminution de la demande associée aux mesures d'efficacité énergétique. Ces ventes sont multipliées par le revenu unitaire, estimé sur la base du revenu total projeté pour l'année 2014, net de la fourniture et du transport. Les revenus additionnels sont indexés.

Les frais d'entretien et d'exploitation ne sont pas mentionnés dans les hypothèses.

Demandes:

7.1 Veuillez indiquer si la mise en service des investissements R1, R2, R3 et R4 entraînera des frais d'exploitation et d'entretien.

Réponse :

2

3

4

5

6

7

- Le Distributeur confirme que la mise en service des investissements entraînera des frais d'exploitation et d'entretien pour le Distributeur.
- **7.2** Si oui, veuillez justifier de ne pas les inclure dans l'évaluation de l'impact des investissements mis en service sur les revenus requis.

Réponse :

L'analyse présentée à la pièce HQD-9, document 6 (B-0036) donne un ordre de grandeur des impacts causés par la mise en service des projets, sans prendre en compte les effets directs et indirects de ces investissements sur d'autres facteurs comme les charges d'exploitation et les gains d'efficience. Si le Distributeur devait tenir compte de tous ces facteurs, il faudrait refaire l'ensemble des analyses pour chacun des projets, ce qui est pratiquement



impossible à réaliser. De plus, les impacts sur les charges d'exploitation sont difficilement imputables à une année donnée.

7.3 Si non, veuillez expliquer votre réponse.

Réponse:

3

Sans objet.

8. Références : (i) B-0036 ou HQD-9, document 6, pages 6 et 8;

(ii) R-3854-2013, HQD-8. Document 6, pages 7 et 10;

Préambule :

Le tableau suivant présente les ajouts nets à la base de tarification et l'impact nets sur les revenus requis des investissements de type R1, pour le dossier tarifaire actuel et le dernier dossier tarifaire (R-3854-2013, phase 1).

	Ajouts nets: R1			Impact sur revenus requis: R1									
	2015	2016	2017	2018	2019	Total		2015	2016	2017	2018	2019	Total
R-3905	-304,4	-278	-247,5	-65,1	-41,7	-936,7	R-3905	-22,2	-46,7	-68,1	-59,9	-50,8	-247,7
R-3854	-292,2	-248,1	-198,1	-137,9	-33,6	-909,9	R-3854	-6	-13	-10	-9	-0,6	-38,6

La comparaison entre les valeurs des deux dossiers montre que pour des ajouts nets totaux semblables, l'impact total et l'impact annuel sur les revenus requis sont très différents.

Demandes:

8.1 Veuillez expliquer la situation décrite en préambule.

Réponse :

4

5

6

8

9

Dans la pièce HQD-8, document 6 (B-0037) du dossier R-3854-2013, les frais financiers, qui doivent être pris en compte dans le calcul de l'impact net sur les revenus requis, ont été omis pour les projets de moins de 10 M\$ du regroupement R1. Le tableau R-8.1 présente les résultats corrigés pour l'impact net des investissements du regroupement R1 pour les années 2014 à 2018 (tableau 5 de la pièce susmentionnée).



3

6 7

9

Tableau R-8.1 : Impact net des investissements mis en service sur les revenus requis pour le regroupement R1

(Tableau 5 révisé de la pièce HQD-8, document 6 (B-0037) du dossier R-3854-2013)

(en millions de \$)	2014	2015	2016	2017	2018
R1					
Projets de moins de 10 M\$	-17,1	-35,5	-50,0	-60,0	-63,0
Projets non encore autorisés:	0,0	0,0	8,7	14,1	24,1
Système de gestion du réseau de distribution (DMS)	0,0	0,0	8,7	9,3	8,9
Optimisation des systèmes clientèles - Migration	0,0	0,0	0,0	0,0	9,8
Réseaux autonomes	0,0	0,0	0,0	4,8	5,3
Impacts nets sur les revenus requis - R1	-17,1	-35,5	-41,3	-46,0	-38,9

Par ailleurs, le Distributeur réitère sa réponse à la question 13.1 de la demande de renseignements n° 2 du RNCREQ à la pièce HQD-15, document 9 (B-0096) du dossier R-3854-2013. Le Distributeur rappelle que le genre d'exercice auquel se prête l'intervenant n'est pas pertinent. L'analyse présentée au dossier R-3854-2013 porte sur les années 2014 à 2018 tandis que celle du présent dossier porte sur les années 2015 à 2019. L'impact des mises en service des projets de grande envergure peut fluctuer grandement, selon leur répartition annuelle.

8.2 Veuillez fournir le détail de l'évaluation de l'impact sur les revenus requis.

Réponse :

Le tableau R-8.2 présente l'information demandée.

Tableau R-8.2

ANALYSE DÉTAILLÉE DES IMPACTS NETS DES INV	ESTISSEMENTS MIS EN SERVICE S	OR LES RI	EVENUS RE	QUIS	
(en millions de \$)	2015	2016	2017	2018	2019
R1					
Amortissement	-7,0	-14,0	-20,2	-11,1	-5,2
Taxe sur le capital	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Taxe sur les services publics	0,0	-1,6	-3,1	-4,3	-4,3
Frais financiers	-7,3	-15,4	-22,5	-22,7	-21,1
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	-7,9	-15,7	-22,3	-21,8	-20,2
Impacts nets sur les revenus requis - R1	-22,2	-46,7	-68,1	-59,9	-50,8
R2					
Amortissement	6,0	13,9	23,4	35,6	50,5
Taxe sur le capital	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Taxe sur les services publics	0,0	1,4	3,1	4,7	6,5
Frais financiers	6,3	15,1	24,2	34,0	44,1
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	6,8	15,4	24,2	33,8	43,6
Revenus additionnels générés	16,7	50,3	58,4	76,3	96,8
Impacts nets sur les revenus requis - R1	2,3	-4,5	16,4	31,8	47,9
R3					
Amortissement	18.3	27.6	29.8	31,7	33.0
Taxe sur le capital	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Taxe sur les services publics	0.0	1.7	2.4	2.6	2.9
Frais financiers	7.8	12.7	14.2	15.5	16.1
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	8,5	12,6	13,9	15,1	15,6
Impacts nets sur les revenus requis - R1	34.5	54.6	60.3	65.0	67.5



Ce détail de l'évaluation de l'impact sur les revenus requis correspond à celui fourni pour tous les projets d'investissements de plus de 10 M\$.

9. Référence: B-0036 ou HQD-9, document 6, pages 6 et 8;

Préambule:

Au tableau 1, il est indiqué que les investissements totaux de type R2 sont de 260,7 M\$ en 2015. Au tableau 2, il est indiqué que pour l'année 2015, l'impact sur les revenus requis des investissements de type R2 est de 19,0 M\$.

Au tableau 1, il est indiqué que les investissements totaux de type R3 sont de 331.2 M\$ en 2015. Au tableau 2, il est indiqué que pour l'année 2015, l'impact sur les revenus requis des investissements de type R3 est de 34.5 M\$.

On peut constater que les investissements de type R3 de l'année 2015 sont de 27% supérieurs aux investissements de type R2 de l'année 2015, mais entraînent un impact supérieur de 82%.

Demandes:

9.1 Veuillez expliquer la situation décrite au troisième paragraphe du préambule.

Réponse :

3

4

5

6

9

10

11

12

13

14

Les investissements du regroupement R3 ont un impact supérieur à celui du regroupement R2 principalement en raison du projet *Lecture à distance – Phases 2 et 3.* En effet, les importants investissements relatifs à ce projet sont amortis sur une période de 15 ans, comparativement à 40 ans en moyenne pour les investissements du regroupement R2.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que les investissements n'ont un impact sur le revenu requis qu'au moment de leur mise en service, et ce, à travers l'amortissement et les frais financiers. Donc, on ne peut faire de rapprochement entre la fluctuation des ajouts nets et celle des impacts sur les revenus requis.

9.2 Veuillez, notamment, fournir le calcul détaillé de l'impact sur les revenus requis de chacun des investissements.

Réponse :

Le détail demandé excède largement le cadre réglementaire applicable dont, notamment, les exigences du Règlement sur les conditions et les cas



requérant une autorisation de la Régie de l'énergie ainsi que les exigences du Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution.

- **10. Références :** (i) B-0036 ou HQD-9, document 6, pages 7 et 8;
 - (ii) R-3854-2013, HQD-15, document 9, page 18;

Préambule :

La partie du tableau 2 de la page 8 de la référence (i) relative aux investissements de type R2 montre des revenus additionnels générés qui contribuent à réduire l'impact de ces investissements sur les revenus requis, ce qui n'est pas le cas pour les regroupements R1, R3 et R4.

À la page 7 de la même référence, le Distributeur mentionne :

« Pour le regroupement R2, les coûts prévus pour répondre à la croissance de la demande sont supérieurs aux revenus additionnels que le Distributeur en retire, à l'exception de 2016 en raison de l'année bissextile ».

Nous comprenons qu'aucun investissement du regroupement R3 n'est *prévu pour répondre à la croissance de la demande*.

Par ailleurs, à la référence (ii), le Distributeur fournit les informations qui permettent de calculer les revenus additionnels pour le dossier R-3854-2013.

Demandes:

10.1 Veuillez confirmer la compréhension selon laquelle aucun investissement du regroupement R3 n'est *prévu pour répondre à la croissance de la demande*.

Réponse :

3

4

6

Le regroupement R3 comprend des projets d'investissements qui sont liés au maintien des actifs, respect des exigences et amélioration de la qualité ainsi qu'à la croissance de la demande.

10.2 Si vous ne confirmez pas, veuillez justifier le fait d'allouer les revenus additionnels générés aux investissements de regroupement R2 seulement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 33.4 de la demande de renseignement n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.



10.3 Veuillez fournir les informations qui ont permis de calculer les revenus additionnels générés pour le dossier actuel.

Réponse :

Le tableau R-10.3 présente les informations demandées.

Tableau R-10.3

	2014	2015	2016
	Normalisé		
Ventes d'électricité au Québec (GWh)	171 409		
Ventes qui transitent sur le réseau de distribution (M\$)	8 959,0		
Ventes qui transitent sur le réseau de distribution (GWh)	117 581	118 827	120 087
Coût de la fourniture (M\$)	5 471,6		
Coût du transport - charge locale (M\$)	2 769,6		
Croissance cumulées des ventes (M\$)		16,7	50,3
Note : Le coût de la fourniture et du transport doit être pondéré par le t	otal des ventes sur les	ventes	
qui transitent par le réseau de distribution.			

11. Références : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 10;

(ii) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 23;

Préambule:

Le tableau de la référence (i) présente les indicateurs d'efficience privilégiés par le Distributeur.

Le tableau de la référence (ii) présente les composantes des indicateurs d'efficience.

Les tableaux présentent les valeurs pour les années 2011, 2014 et 2015.

À la référence (i), le Distributeur mentionne que l'augmentation importante des indicateurs 1,7 et 2 est attribuable notamment au calendrier de déploiement du projet LAD.

Demandes:

11.1 Veuillez fournir les composantes pour chacune des années 2011 à 2015;

Réponse :

2

3

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.



11.2 Veuillez fournir les composantes des indicateurs d'efficience et les indicateurs 1,7 et 2 en excluant le projet LAD pour chacune des années 2011 à 2015.

Réponse :

1

2

Les tableaux R-11.2-A et R-11.2-B présentent respectivement les indicateurs 1, 2 et 7 et les composantes sous-jacentes à ceux-ci en excluant le projet LAD.

Tableau R-11.2-A : Indicateurs d'efficience privilégiés par le Distributeur excluant le projet LAD

Description	Année historique	Année historique	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2014-2015
Indicateurs globaux du Distributeur							
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	553	537	497	515	521	-1,5%	1,3%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,31	1,29	1,20	1,25	1,28	-0,7%	1,9%
Indicateurs processus Distribution							
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	449	442	396	418	424	-1,4%	1,3%

Tableau R-11.2-B : Composantes des indicateurs d'efficience excluant le projet LAD

Composantes	Année historique	Année historique	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2014-2015
Intrants (en M\$)							
Coût total des processus Distribution et SALC	2 238	2 202	2 057	2 149	2 199	-0,4%	2,3%
Coût total du processus Distribution	1 817	1 807	1 640	1 747	1 788	-0,4%	2,4%
Inducteurs de coûts							
Nombre d'abonnements au Québec	4 048 708	4 096 267	4 141 990	4 176 097	4 218 580	1,0%	1,0%
Ventes normalisées (GWh)	170 793	170 806	171 463	171 697	172 341	0,2%	0,4%

12. Références : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 12;

(ii) R-3814-2012, HQD-13, document 10, page 12;

Préambule:

Le tableau de la référence (i) présente les Indicateurs de qualité de service du Distributeur. On y retrouve notamment l'Indice de continuité – Distribution.

La référence (ii) présente une information fournie par le Distributeur où les indices de continuité brut et normalisé sont détaillés selon les grands facteurs sur la période 2007 à 2011.



Demandes:

12.1 Veuillez mettre ce tableau à jour en y ajoutant les données les plus récentes.

Réponse :

Le Distributeur présente, dans les tableaux R-9.1-A et R-9.1-B, les indices de continuité brut et normalisé détaillés selon les grands facteurs, comme demandé.

Le Distributeur constate cependant qu'une erreur s'était glissée dans les tableaux auxquels l'intervenant réfère en (ii). En effet, les résultats pour les facteurs « Facteurs climatiques » et « Défaillances d'équipement » avaient été inversés.

Tableau R9.1-A : Indice de continuité brut

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
IC brut - Distributeur	192	330	169	201	313	291	474
Facteurs climatiques	32	65	17	28	35	46	39
Défaillances d'équipement	37	59	33	34	39	39	49
Interruptions programmées	23	23	30	27	23	23	24
Divers	99	183	89	112	216	183	362

Tableau R9.1-B : Indice de continuité normalisé

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
IC normalisé - Distributeur	123	130	125	120	133	120	126
Facteurs climatiques	11	11	7	10	12	11	6
Défaillances d'équipement	30	38	28	25	31	25	30
Interruptions programmées	23	22	29	26	22	20	22
Divers	59	59	61	59	68	64	68

12.2 Veuillez préciser si l'indice de continuité du Distributeur inclut les interruptions dues au réseau de transport. Si oui, veuillez identifier la portion de l'IC-Distribution qui est due au réseau de transport.

Réponse :

1

Non. L'indice de continuité du Distributeur n'inclut pas les interruptions dues au réseau de transport.



13. Référence : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 18;

Préambule:

La référence présente la figure ci-dessous montrant le coût total par abonnement du Distributeur selon le balisage 2013 réalisé par firme *First Quartile Consulting*.

→ HQD Moy

Figure A-1 : Coût total par abonnement

On peut constater que les résultats du Distributeur se sont dégradés en 2009 et sont restés moins bons que ceux des participants depuis ce temps.

Demandes:

13.1 Veuillez expliquer la dégradation du ratio du Distributeur par rapport à celui de Participants à partir de l'année 2009.

Réponse:

Le Distributeur ne note pas de dégradation de son ratio depuis 2009. Les composantes du coût total (dépenses d'exploitation et de maintenance du réseau et impact des mises en service) ont évolué de manière constante sur la période 2008-2012. Ainsi, le coût total par abonnement du Distributeur a subi des fluctuations moindres que celles observées pour la moyenne des participants, réduisant ainsi son écart par rapport à la moyenne.

13.2 Veuillez indiquer si les participants au balisage à partir de l'année 2009 sont les mêmes que ceux de l'année 2008.



2

3

Réponse :

Le balisage réalisé par la firme First Quartile porte sur un nombre variable de distributeurs canadiens et américains, soit entre 18 et 25 participants comme indiqué à la page 17 de la pièce HQD-2, document 1 (B-0009).

- **14. Références :** (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 18;
 - (ii) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 19;

Préambule:

Les figures de la référence (i) montrent que le coût total par abonnement et les dépenses par abonnement du Distributeur sont plus élevés que ceux des participants au balisage.

La figure de la référence (ii) montre que l'indice de continuité de service redressé du Distributeur est moins bon que celui des participants.

Demande:

14.1 Veuillez expliquer le fait que malgré les coûts plus élevés du Distributeur que ceux des participants, l'indice de continuité redressé est moins bon que celui des participants.

Réponse :

4

5

6

7

Il n'existe aucun rapport de cause à effet entre les indicateurs de balisage externe relatifs aux coûts et ceux relatifs à la continuité. Les deux types d'indicateurs de balisage doivent être évalués de manière indépendante et sur la base d'une tendance.

15. Référence : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 24;

Préambule:

Le tableau de la référence présente les intrants aux indicateurs d'efficience. À la colonne Coût total, on peut constater que ce coût inclut les Coûts capitalisés et le Coût des capitaux empruntés.

Demande:

15.1 Veuillez définir ce que comprennent les Coûts capitalisés et le Coût des capitaux empruntés



2

3

4

5

Réponse :

Comme détaillé à la pièce HQD-8, document 5 (B-0028), les coûts capitalisés comprennent les prestations de travail et la gestion du matériel.

Le coût des capitaux empruntés correspond aux frais financiers réglementaires et est calculé de la façon suivante :

Base de tarification x Coût de la dette x 65 % (part de la dette selon la structure de capital du Distributeur).

16. Références : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 27; (ii) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 10;

Préambule:

Le Tableau C-1 de la référence (i) reproduit ci-dessous présente les Indicateurs d'efficience spécifiques du Distributeur. On peut constater une augmentation importante entre les années 2014 et 2015.

Tableau C-1 : Indicateurs d'efficience spécifiques

Description	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2014	2015	2011-2015	2014-2015
Indicateurs globaux du Distributeur					
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	0,68	0,66	0,71	0,9%	7,7%
IEN (k\$) par km de réseau	76,7	80,3	81,7	1,6%	1,7%
Indicateurs processus Distribution					
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	16,0	15,7	16,9	1,3%	7,3%
CEN Distribution (ϕ) par kWh normalisé transité par le réseau	0,66	0,66	0,71	1,6%	6,5%

La référence (ii) mentionne :

« Les indicateurs 1 et 7 relatifs au coût total par abonnement et l'indicateur 2 relatif au coût total par kWh normalisé présentent une croissance respective de 5,3 %, de 6,2 % et de 6,0 % entre 2014 et 2015. Cette augmentation est attribuable notamment au calendrier de déploiement du projet LAD ».



Demandes:

16.1 Veuillez indiquer si l'augmentation des indicateurs spécifiques entre les années 2014 et 2015 s'explique par le déploiement du projet LAD.

Réponse :

1

2

3

6

7

10

11

12

Pour ce qui est du coût total Distribution (k\$) par km de réseau, le calendrier de déploiement du projet LAD explique essentiellement la croissance de 7,3 % de l'indicateur. Cette hausse sera compensée par les gains attendus de ce projet.

Pour les indicateurs CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé et CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau, les hausses respectives de 7,7 % et de 6,5 % proviennent principalement de la diminution des prestations de travail imputées aux investissements, de la disposition en 2015 du compte d'écart - Pannes majeures, de l'augmentation de la dépense de mauvaises créances et, dans une moindre mesure, du calendrier de déploiement du projet LAD.

16.2 Si non, veuillez expliquer l'augmentation des indicateurs spécifiques entre les années 2014 et 2015.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1.

17. Référence : B-0049 ou HQD-14, document 2, page 7;

Préambule:

« Comme par le passé, les hausses sont modulées différemment à l'intérieur de chacun des tarifs en fonction des stratégies retenues afin d'améliorer ou de préserver le signal de prix.

Pour les tarifs domestiques, le Distributeur poursuit la stratégie d'amélioration du signal de prix amorcée en 2005 et reconduite depuis en vertu des décisions de la Régie. L'ajustement tarifaire proposé au 1er avril 2015 pour les tarifs domestiques se décline de la façon suivante :

- gel de la redevance ;
- pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la 2e tranche d'énergie que sur le prix de la 1re tranche



- pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe, en fonction du cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2015;
- gel de la prime de puissance en hiver et augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été. »

La référence présente également les tarifs D, DM et DT au 1er avril 2015, incluant une hausse tarifaire de 3,9 % et tenant compte des orientations proposées. On peut voir notamment une hausse de 2,7% pour la première tranche d'énergie et de 5,6 % pour la deuxième tranche d'énergie pour les tarifs D et DM qui comprennent plus de 96% des clients domestiques.

Demandes:

Veuillez indiquer quelle serait la hausse à appliquer à la deuxième tranche d'énergie s'il n'y avait aucune hausse pour la première tranche.

Réponse :

1

3

4

- Dans l'hypothèse du gel du prix de la 1^{re} tranche d'énergie des tarifs D et DM, la hausse du prix de la 2^e tranche serait de 7,4 %.
- Veuillez indiquer quelle serait la hausse à appliquer à la deuxième tranche d'énergie si la hausse de la première tranche était de 1%.

Réponse :

- Dans l'hypothèse d'une hausse de 1 % du prix de la 1^{re} tranche d'énergie des tarifs D et DM, la hausse du prix de la 2^e tranche serait de 6,7 %.
 - Veuillez indiquer quelle serait la hausse à appliquer si la hausse était la même pour les deux tranches.

Réponse :

Dans l'hypothèse d'une hausse uniforme des prix d'énergie et sous contrainte 5 que ceux-ci soient limités à deux décimales, la hausse du prix de la 1^{re} tranche 6 des tarifs D et DM serait de 4,3 % et celle du prix de la 2^e tranche serait de 4,5 %. 8