
CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

HQT-HQD - Demande
d'approbation du taux de
rendement des capitaux propres et
du mécanisme de traitement des
écarts de rendement

DOSSIER R-3842-2013

MÉMOIRE DU GRAME

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 15 octobre 2013

MANDAT

Pour le présent dossier, le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents d'Hydro-Québec et de Gaz Métro.

RESUME

En ce qui concerne le présent dossier, le GRAME aborde la demande en lien avec son intérêt pour la protection de l'environnement et le respect des principes de développement durable. Le présent rapport du GRAME et de ses conclusions s'inscrivent dans une perspective du développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif, conformément à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Bien que la demanderesse affirme que l'adoption du MTÉR proposé « encourage la réalisation de gains d'efficacité (...) »¹, le GRAME considère que le MTÉR, tel que proposé, ne met en place aucun incitatif qui soit ciblé sur l'atteinte d'objectifs précis liés à l'amélioration de l'efficacité. Ce MTÉR n'attache aucunement les gains potentiels au maintien des indicateurs d'efficacité, portant notamment sur la qualité du service ou la protection de l'environnement.

Considérant que l'adoption d'un MTÉR constitue une forme de modification du cadre réglementaire actuel, surtout s'il était retenu à titre de mécanisme incitatif, le GRAME est d'avis qu'il est d'autant plus important de s'assurer que les exclusions à ce mécanisme soient bien encadrées et permettent de tenir compte de la perspective de développement durable que devrait inclure un tel mécanisme.

À cet égard, le GRAME recommande la mise en place d'un groupe de travail pour l'élaboration d'une grille de critères liée aux indicateurs de performance et d'efficacité.

Concernant les réseaux autonomes, le GRAME propose qu'ils soient exclus du MTÉR. Si le MTÉR est considéré comme un mécanisme incitatif, le GRAME recommande que les réseaux autonomes soient également exclus, mais qu'ils fassent l'objet d'une réflexion séparée et de la mise en place d'objectifs ciblés d'efficacité et de réduction des déficits.

Concernant l'ampleur des zones sans partage du MTÉR, le GRAME considère qu'elles devraient être réduites pour tenir compte du manque d'évidence de risque d'écart négatifs significatifs des Demandeurs. Une modification de l'ampleur des zones sans partage est nécessaire pour assurer le juste prix de l'énergie et éviter d'induire une pression à la hausse non justifiée sur les tarifs.

Concernant la détermination du taux de rendement des capitaux propres des Demandeurs, le GRAME est d'avis que les écarts de rendement devraient être considérés à titre de rendement additionnel si la zone sans partage est maintenue comme le proposent les Demandeurs pour le MTÉR.

¹ R-3842-2013, HQT-D-1, doc. 1, page 25

TABLE DES MATIERES

RESUME	4
I. MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT	6
1.1 L'ANALYSE DU MTÉR PROPOSÉE ET EFFICIENCE / COÛTS	6
1.1.1 Efficience et le Transporteur	7
1.1.2 Efficience et le Distributeur	10
1.1.3 Un MTÉR attaché à des indicateurs de performance	15
1.3 ANALYSE DU MTÉR EN LIEN AVEC LES RISQUES DES DEMANDEURS	17
1.3.1. Profil de risque du Transporteur	18
1.3.2 Profil de risque du Distributeur	19
1.4 LE MTÉR ET LES ZONES DE PARTAGE / FONCTION DES PROFILS DE RISQUES	22
1.5 COMPTES D'ÉCARTS OU EXCLUSIONS AU MTÉR.....	25
1.5.1 Les comptes d'écarts proposés pour le Distributeur	25
1.5.2 Analyse de l'intérêt d'ajouts de comptes d'écarts pour le Distributeur	25
1.5.3 Le MTÉR et les risques associés aux réseaux autonomes.	27
1.5.4 Les comptes d'écarts proposés pour le Transporteur	30
1.5.5 Analyse de l'intérêt d'ajouts de comptes d'écart pour le Transporteur	30
II. RISQUES DU MTÉR EN LIEN AVEC LA PROPOSITION DE TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES.....	30
III. MTÉR ET LOI 16.....	30
CONCLUSIONS	32

I. MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT

1.1 L'ANALYSE DU MTÉR PROPOSÉE ET EFFICIENCE / COÛTS

Dans cette section, le GRAME examine la preuve des Demandeurs afin de s'assurer que le partage des écarts via le MTÉR ne constitue pas un rendement additionnel déguisé en efficacité présumée. Si tel était le cas, il faudrait alors tenir compte de ce rendement additionnel induit par le MTÉR et ajuster la méthode de calcul de détermination des taux de rendement des capitaux propres des Demandeurs. Bien que le GRAME n'examine pas directement la question du taux de rendement, il y a un lien important à faire avec le MTÉR.

Cependant, le GRAME priorise un traitement du MTÉR permettant de dégager de réelles efficacités, en éliminant les éléments du MTÉR qui favorisent une hausse du taux de rendement des Demandeurs. Cette manière de faire permettrait, de l'avis du GRAME, un allègement réglementaire significatif et éviterait d'avoir à ajuster la méthode de détermination des taux de rendement des capitaux propres des Demandeurs.

Afin de compléter son analyse sur la question de la nature des écarts de rendement, soit prévisionnels ou d'efficacité, le GRAME demandait de concilier les deux réponses fournies à la Régie, soit l'une indiquant qu'à la fois le Transporteur et le Distributeur ont démontré avoir réalisé des gains d'efficacité importants les années antérieures² et l'autre affirmant qu'il est impossible de distinguer les écarts de prévision des gains d'efficacité non anticipés³.

Les Demandeurs confirment qu'il est difficile, voire impossible, à départager entre les écarts de prévision et les gains d'efficacité qui composent les écarts de rendement.

Les gains auxquels réfèrent les Demandeurs en réponse à la question 19.1 de la Régie à la pièce HQT-3, document 1 (B-0020) sont ceux qui sont anticipés et intégrés en réduction de leurs revenus requis dans leurs demandes tarifaires respectives. Il s'agit notamment : du facteur d'efficacité de 1 % intégré dans la formule paramétrique d'établissement des charges d'exploitation; des gains associés aux projets structurants tels que le projet LAD.

La réponse à la question 13.2 de la Régie à la pièce HQT-3, document 1 (B-0020) réfère aux gains non anticipés et, par conséquent, non intégrés aux dossiers tarifaires des Demandeurs. Ces gains se retrouvent donc dans les écarts entre les coûts prévus et les coûts réels qui composent les écarts de rendement. Tel que

² R-3842-2013, B-0018, HQT-3, doc. 1, page 34, question et réponse 19.1, p. 43

³ R-3842-2013, B-0018, HQT-3, doc. 1, page 34, question et réponse 13.2, p. 43

mentionné à la référence ii), ce type d'écart est difficile, voire impossible, à départager entre les écarts de prévision et les gains d'efficacité.

Référence : R-3842-2013, B-0053, HQT-D-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDDR 5.1

1.1.1 Efficacité et le Transporteur

Concernant l'ordre de grandeur des écarts de rendement pour les Demandeurs, la Régie les a compilés pour les années 2007 à 2012. On remarque que pour le Transporteur les écarts de rendement sont supérieurs à la zone de partage proposée pour ce dernier et ce pour les quatre (4) dernières années, variant de 83,6 M\$ à 152 M\$⁴. Le GRAME note la présence du compte d'écart pour le coût de retraite, dont le compte d'écart est maintenu au MTÉR⁵, bien qu'en 2012 l'impact soit non significatif sur le total des écarts.

Tableau 13.1
Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Transporteur(en M\$)

	RA 2012	RA 2011	RA 2010	RA 2009	RA 2008	RA 2007
REVENUS						
Transport	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CHARGES						
Charges nettes d'exploitation	-46,6	-50,5	-58,1	-40,0	-21,5	22,3
Charges brutes directes	-46,0	-32,2	-46,6	-31,1		
Charges de services partagés	-11,4	-14,7	1,9	11,5		
Coûts capitalisés	10,7	-11,9	-24,3	-23,1		
Facturation interne émise	0,1	-2,9	0,9	2,7		
Décision de la Régie		11,2	10,0	0,0		
Autres charges	-49,0	7,3	-3,6	14,9	-2,4	7,3
Achat de transit d'électricité	-4,0	-4,3	-6,4	5,8	-1,0	-1,4
Amortissement	-45,2	14,9	13,6	15,1	-6,9	11,1
Taxes	-1,9	-4,1	-10,6	-7,2	4,3	-2,4
Autres revenus de facturation interne	2,1	0,8	-0,2	1,2	1,2	
CÉ du coût de retraite	-1,0	16,8				
Facturation externe et autres	-6,7	-10,9	-11,5	-10,2	-5,1	-0,8
Charge de désactualisation	0,3					
Coûts des capitaux empruntés	-49,1	-29,6	-14,7	-48,3	-2,7	34,6
Total des charges	-152,1	-66,9	-87,9	-83,6	-31,7	63,4
Écarts de rendement	152,0	66,9	87,9	83,6	31,7	-63,4

RA : Rapport annuel

Référence : R-3842-2013, A-006, Demande de complément de preuve de la Régie au Distributeur et Transporteur, Tableau 13.1, Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Transporteur en M\$, page 27

⁴ R-3842-2013, A-006, Demande de complément de preuve de la Régie au Distributeur et Transporteur, Tableau 13.1, Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Transporteur en M\$, p. 27

⁵ R-3842-2013, B-0004, HQT-D-1, doc. 1, page 24

Malgré le fait que pour 2012 l'écart de rendement était de 152 M\$ et que la zone sans partage propose 50 points de base, dans sa preuve au dossier R-3823-2012 le Transporteur nous indique que les écarts des gains d'efficacité des dernières années ne pourront pas être renouvelés à la même hauteur, et ce, compte tenu du vieillissement de ses équipements et de la sollicitation accrue de son réseau⁶.

Face aux résultats exceptionnels de 2012 qui s'ajoutent aux gains additionnels réalisés en 2010 et 2011, le Transporteur informe la Régie qu'un tel rythme annuel de gains d'efficacité ne saurait être soutenu dans les années à venir sans risquer de compromettre la fiabilité du réseau de même que le niveau de la qualité du service attendu par la clientèle. (Notre souligné)

Compte tenu, de la forte sollicitation du réseau et du vieillissement du parc d'équipements, des pressions à la hausse s'exercent sur les charges, comme expliqué plus en détails à la section 4. L'implantation et le maintien d'encadrements reliés à la conformité aux nouvelles normes ajoutent à cette pression sur les CNE, comme expliqué à la pièce HQT-6, Document 2. (Notre souligné)

Pour les prochaines années, les gains anticipés aux CNE s'annoncent tributaires d'un raffinement des façons de faire associées à la nouvelle organisation. Dans ce cadre, le Transporteur anticipe que des ajustements résiduels de ses processus et méthodes de travail donneront lieu à des gains de moindre ampleur. (Notre souligné)

Référence : R-3823-2012, Pièce C-HQT-0021, HQT-3, doc. 1, section 2.3.1 Mesures des gains d'efficacité aux CNE, page 10

Par ailleurs, si on regarde l'ampleur des gains d'efficacité pour les CNE non prévues réalisées, par rapport aux gains prévus pour les années 2010, 2011 et 2012, on fait les constats suivants :

- Pour l'année 2009 : Puisqu'au dossier R-3669-2008 les prévisions pour l'année subséquente 2009 ne sont pas identifiées⁷, nous utilisons plutôt la preuve du Transporteur au dossier R-3706-2009⁸ qui indique une prévision de 11,4 M\$ en gains d'efficacité prévus pour 2009. Au dossier R-3738-2010⁹, la preuve du Transporteur identifie des gains d'efficacité réalisés de 11,4 M\$ pour l'année 2009. La différence nette entre les gains prévus et ceux réalisés étant nulle : 0 M\$;
- Pour l'année 2010 : La preuve du Transporteur au dossier R-3706-2009¹⁰ indique une prévision de 17,7 M\$ en gains d'efficacité prévus, alors qu'au dossier R-3777-2011¹¹ la preuve du Transporteur identifie des gains d'efficacité réalisés de

⁶ R-3823-2012, C-HQT-0021, HQT-3, doc.1, p. 16

⁷ R-3669-2008, HQT-3, doc. 1

⁸ R-3706-2009, HQT-3, doc.1, Tableau 3, Sommaire des gains nets cumulatifs aux charges nettes d'exploitation, p. 12

⁹ R-3738-2010, HQT-3, doc. 1, Tableau 2, Sommaire des gains nets cumulatifs aux charges nettes d'exploitation, p. 10

¹⁰ R-3706-2009, HQT-3, doc.1, Tableau 3, Sommaire des gains nets cumulatifs aux charges nettes d'exploitation, p. 12

¹¹ R-3777-2011, B-008, HQT-3, doc. 1, Tableau 1, Gains d'efficacité par domaine d'optimisation des CNE, p. 17

22,2 M\$. La différence nette entre les gains prévus et ceux réalisés étant de 4,5 M\$;

- Pour l'année 2011 : La preuve du Transporteur au dossier R-3738-2010 indique une prévision de 24,1 M\$¹² en gains d'efficacité prévus, alors qu'au dossier R-3777-2011 le Transporteur ajuste sa prévision à 38,6 M\$¹³. Au dossier R-3823-2012, la preuve du Transporteur identifie des gains d'efficacité réalisés de 38,6 M\$¹⁴. La différence nette entre les gains prévus au dossier tarifaire R-3738-2010 et ceux réalisés étant de : 14,5 M\$;
- Pour l'année 2012 : La preuve du Transporteur au dossier R-3777-2011¹⁵ indique une prévision de 45,2 M\$ en gains d'efficacité prévus. Au dossier R-3823-2012, la preuve du Transporteur identifie des gains d'efficacité réalisés de 92,9 M\$¹⁶. La différence nette entre les gains prévus et ceux réalisés étant de : 47,7 M\$;

Concernant le gain imprévu en efficacité des CNE de 47,7 M\$, le Transporteur indique qu'ils sont en lien avec des ajustements organisationnels et qu'il n'est pas totalement garanti que des gains d'efficacité résiduels additionnels soient réalisés dans les prochaines années.¹⁷

2.3.1 Mesures des gains d'efficacité aux CNE

La mise en oeuvre des nouvelles pratiques découlant des ajustements organisationnels a permis de dégager des gains d'efficacité et autres réductions de coûts suite à des mesures de gestion particulières qui ont atteint 54,3 M\$ en 2012, tel que présenté au tableau 1. Ce montant représente 41,1 M\$ de plus que la cible ponctuelle de gains d'efficacité de 2 % fixée par la Régie pour 2012 dans sa décision D-2012-059 et 47,7 M\$ de plus que l'objectif historique de 1 % du Transporteur depuis l'implantation de sa démarche d'efficacité structurée.

(..)

Bien que la récurrence des gains de l'année 2012 ne soit pas totalement garantie à ce moment-ci, le Transporteur mise à la fois sur sa nouvelle structure organisationnelle et des gains d'efficacité résiduels additionnels susceptibles d'être réalisés dans les prochaines années pour les pérenniser.

Référence : R-3823-2012, Pièce C-HQT-0021, HQT-3, doc. 1, pages 9 et 10

¹² R-3738-2010, HQT-3, doc. 1, Tableau 2, Sommaire des gains nets cumulatifs aux charges nettes d'exploitation, p. 10

¹³ R-3777-2011, B-0008 HQT-3, doc. 1, Tableau 1, Gains d'efficacité par domaine d'optimisation des CNE, p. 17

¹⁴ R-3823-2012, C-HQT-0021, HQT-3, doc. 1, Tableau 1, Gains d'efficacité aux CNE, p. 10

¹⁵ R-3777-2011, B-0008, HQT-3, doc. 1, Tableau 1, Gains d'efficacité par domaine d'optimisation des CNE, p. 17

¹⁶ R-3823-2012, C-HQT-0021, HQT-3, doc. 1, Tableau 1, Gains d'efficacité aux CNE, p. 10

¹⁷ R-3823-2012, Pièce C-HQT-0021, HQT-3, doc. 1, pages 9 et 10

Concernant l'écart de rendement de 152 M\$ en 2012, en consultant le Rapport annuel au 31 décembre 2012¹⁸ on constate que 45 M\$ de cet écart serait dû au report de mises en service de projets.

Autres charges	(49)
----------------	------

Amortissement: principalement lié au report de mises en service de projets (45)

Référence : Rapport annuel au 31 décembre 2012, Pièce HQT-2, doc. 1.1, Comparaison des résultats des activités réglementées avec les revenus requis autorisés, page 6

Il est clair qu'un report de mises en service ne constitue pas de l'efficacité et qu'impacter les tarifs avec des reports de projets, via la zone de traitement des écarts sans partage, est pour le moins inacceptable.

Conclusion

Le GRAME conclut qu'il y a effectivement une progression dans la réalisation de gains d'efficacité non prévus, mais que le Transporteur nous avise que ces gains ne seront pas du même ordre dans le futur. Ce qui fait en sorte qu'il est probable que, si les écarts de rendement sont du même ordre de grandeur que les années précédentes, ils seront plutôt dus à des écarts prévisionnels ou à des reports de projets, qu'à des gains d'efficacité aux charges d'exploitations, d'où le questionnement du GRAME sur l'ampleur de la zone de 50 points sans partage. Cette question sera abordée dans la section no 1.4

1.1.2 Efficacité et le Distributeur

Concernant l'ordre de grandeur des écarts de rendement pour le Distributeur, tel que compilé par la Régie pour les années 2007 à 2012¹⁹, on remarque que les écarts de rendement sont supérieurs à la zone de partage proposée pour ce dernier, et cela, pour les quatre (4) dernières années, variant entre 105,7 M\$ et 171,4 M\$ et incluent les ventes d'électricité nettes des achats d'électricité, alors que le compte d'écart de *pass-on* pour l'achat d'électricité est maintenu au MTÉR. De ces écarts, seule l'année 2010 comporte un écart significativement supérieur à 100 M\$.

¹⁸ Rapport annuel au 31 décembre 2012, Pièce HQT-2, doc. 1.1, Comparaison des résultats des activités réglementées avec les revenus requis autorisés, page 6

¹⁹ R-3842-2013, A-006, Demande de complément de preuve de la Régie au Distributeur et Transporteur, Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Distributeur en M\$, Tableau 13.2, page 28

Tableau 13.2
Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Distributeur (en M\$)

	RA 2012	RA 2011	RA 2010	RA 2009	RA 2008	RA2007
REVENUS						
Ventes d'électricité nettes des achats d'électricité	33,1	37,6	78,3	-4,1	-18,7	8,1
Revenus autres que ventes d'électricité	-7,1	-8,3	13,8	30,5	31,6	21,9
Facturation externe émise	-9,3	-11,3	9,9	18,8	21,3	21,0
Facturation interne émise	2,2	2,5	3,7	11,7	10,3	0,9
Crédit d'int. - remboursement gouv.	0,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0
Total des revenus	26,0	29,3	92,1	26,4	12,9	30,0
CHARGES						
Charges d'exploitation	-26,4	-22,8	-26,7	-38,9	-3,6	-11,5
Charges brutes directes	-22,6	-7,3	-85,2	-85,4	-1,2	-0,3
Charges de services partagés	-20,5	-7,2	54,1	40,9	-2,5	-1,9
Coûts capitalisés	42,9	6,9	11,5	10,1	11,2	-0,6
Revenus-Récupération de coûts (1)	-26,2	-15,2	-7,1	-4,5	-11,1	-8,7
Frais corporatifs (1)	-3,5	-8,3	-12,5	-9,8	-4,6	-3,5
Autres charges	-31,9	-28,3	-24,8	-1,3	-6,6	8,3
Amortissement	-24,9	-25,4	-19,7	2,3	0,1	18,1
CFR- projets majeurs	-5,6	-0,1				
Taxes	-1,4	-2,8	-5,1	-3,6	-1,4	-2,5
Achats de combustible	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,3	-7,3
Charge de désactualisation	-0,1					
Coût des capitaux empruntés	-23,5	-12,5	-15,3	-29,3	1,1	27,3
Total des charges	-85,4	-71,9	-79,3	-79,3	-13,7	20,6
Écarts de rendement	111,4	101,2	171,4	105,7	26,6	9,4

Note 1: Reclassés selon la présentation demandée dans le dossier tarifaire 2013 (R-3814-2012) et autorisée dans la D-2013-037.

RA : Rapport annuel

Référence : R-3842-2013, A-006, Demande de complément de preuve de la Régie au Distributeur et Transporteur, Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Distributeur en M\$, Tableau 13.2, page 28.

Si on analyse les raisons de ces écarts en prenant deux années différentes, soit celles de 2012 et de 2010, le GRAME fait les constats suivants découlant des informations fournies aux rapports annuels de 2012 et de 2010 du Distributeur, à la pièce HQD-2, doc. 3, Tableau 1 :

Écarts entre les résultats réglementés et les revenus requis en 2010²⁰ :

- La comparaison fournie au Tableau 1 nous indique que l'écart de 171,4 M\$ résulte de ventes additionnelles non prévues d'électricité à la hauteur de 192,7 M\$, combinées à une augmentation des charges d'exploitation de 42,2 M\$. Cette dernière étant composée d'une augmentation des achats d'électricité de l'ordre de 114,4 M\$, et dans une moindre mesure d'une augmentation des charges

²⁰ Rapports annuels de 2010 du Distributeur, pièce HQD-2, doc. 3, Tableau 1, Comparaison des résultats des résultats réglementés 2010 et du revenu requis autorisé (D-2010-022), page 4

d'exploitation de 32,1 M\$, auxquelles s'ajoutent d'autres écarts moins significatifs, notamment concernant l'amortissement et les taxes.

- Ces écarts de rendement résulteraient d'une conjoncture économique favorable à la croissance des ventes et non pas à de l'efficacité du Distributeur. Dans ce cas, on peut se questionner sérieusement sur la justesse de la prévision des ventes;

TABLEAU 1
COMPARAISON DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS RÉGLEMENTÉS 2010
ET DU REVENU REQUIS AUTORISÉ (D-2010-022)

<i>Exercice terminé le 31 décembre 2010</i> (en millions de \$)			
	RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES	REVENU REQUIS	ÉCART
REVENUS	10 547,8	10 334,2	213,6
Ventes d'électricité	10 323,2	10 130,5	192,7
Revenus autres que ventes d'électricité	224,6	203,7	20,9
Facturation externe émise	104,6	94,7	9,9
Facturation interne émise	72,0	68,3	3,7
Récupération de coûts	45,8	38,7	7,1
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	2,2	2,0	0,2
CHARGES / REVENU REQUIS *	10 100,5	10 058,3	42,2
Charges d'exploitation	1 295,8	1 327,9	-32,1
Charges brutes directes	1 117,7	1 202,9	-85,2
Charges de services partagés	486,9	432,8	54,1
Coûts capitalisés	-340,2	-351,7	11,5
Frais corporatifs	31,4	43,9	-12,5
Achats	7 361,2	7 246,8	114,4
Achats d'électricité	4 728,6	4 614,1	114,5
<i>Fourniture patrimoniale</i>	<i>4 384,0</i>	<i>4 314,5</i>	<i>69,5</i>
<i>Fourniture postpatrimoniale et tarifs de gestion de la consommation</i>	<i>344,6</i>	<i>299,6</i>	<i>45,0</i>
Service de transport	2 632,6	2 632,7	-0,1
Autres charges	977,2	1 002,0	-24,8
Amortissement	832,6	852,3	-19,7
Taxes	60,1	65,2	-5,1
Achats de combustible	84,5	84,5	0,0
Frais financiers / Coût du capital emprunté	466,3	481,6	-15,3
BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ	447,3	275,9	171,4

* Revenu requis excluant le coût des capitaux propres lequel correspond au bénéfice net réglementé.

Référence : Rapports annuels de 2010 du Distributeur, pièce HQD-2, doc. 3, Tableau 1, Comparaison des résultats des résultats réglementés 2010 et du revenu requis autorisé (D-2010-022), page 4

Écarts entre les résultats réglementés et les revenus requis en 2012²¹ :

- La comparaison fournie au Tableau 1 nous indique que l'écart de 111,4 M\$ résulte en partie d'un niveau de ventes inférieur aux prévisions, et ce, à la hauteur de -180,2 M\$, combiné à une réduction des charges de 272,5 M\$, laquelle se compose d'une réduction des achats d'électricité de l'ordre de 213 M\$ et d'une

²¹ Rapport annuel de 2012 du Distributeur, pièce HQD-2, doc. 3, Tableau 1, Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus (2012-024) pour l'année 2012 (M\$), page 4

réduction peu significative des charges d'exploitation de l'ordre de 3,7 M\$, si on exclut la récupération des coûts de 26.2 M\$, tel qu'indiqué par la Régie dans son Tableau 13.2.

TABLEAU 1
COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES
ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS (D-2012-024) POUR L'ANNÉE 2012 (M\$)

	Resultats réglementaires	Revenus requis D-2012-024 ¹	Revenus requis D-2012-024 ajustés ²	Ecart (résultats réglementaires vs revenus requis 2012-024 ajustés)
REVENUS	10 605,2	10 766,7	10 766,3	-161,1
Ventes d'électricité	10 366,8	10 547,0	10 547,0	-180,2
Revenus autres que ventes d'électricité	238,4	219,7	219,3	19,1
Facturation externe émise	95,1	104,8	104,4	-9,3
Facturation interne émise	77,0	74,8	74,8	2,2
Récupération de coûts	64,5	38,3	38,3	26,2
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	1,8	1,8	1,8	0,0
CHARGES / REVENUS REQUIS*	10 269,7	10 541,6	10 542,2	-272,5
Charges d'exploitation	1 335,4	1 339,4	1 339,1	-3,7
Charges brutes directes	1 108,3	1 152,5	1 130,9	-22,8
Charges de services partagés	513,3	521,9	533,8	-20,5
Coûts capitalisés	-318,1	-388,4	-359,0	42,9
Frais corporatifs	29,9	33,4	33,4	-3,5
Achats	7 479,8	7 693,1	7 693,1	-213,3
Achats d'électricité	4 895,9	5 109,2	5 109,2	-213,3
Patrimoniaie	4 230,0	4 448,0	4 448,0	-218,0
Postpatrimoniaie et Tarif de gestion et énergie de secours	665,9	661,2	661,2	4,7
Service de transport	2 583,9	2 583,9	2 583,9	0,0
Autres charges	1 016,6	1 045,7	1 048,5	-31,9
Achats de combustible	83,8	83,8	83,8	0,0
Amortissement et déclassement	894,8	929,4	909,7	-24,9
Compte d'écarts - projets majeurs	-4,8	-21,5	1,0	-5,6
Taxes	52,8	54,2	54,2	-1,4
Charge de désactualisation	1,9	2,0	2,0	-0,1
Frais financiers / Coût des capitaux empruntés	436,0	461,4	459,5	-23,5
BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ	335,5	225,1	224,1	111,4

¹ Décision D-2012-024 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation.

² Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels et des reclassements relatifs à LAD.

* Revenus requis excluant le coût des capitaux propres lequel correspond au bénéfice net réglementé.

Référence : Rapport annuel de 2012 du Distributeur, pièce HQD-2, doc. 3, Tableau 1, Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus (2012-024) pour l'année 2012 (M\$), page 4

Les deux scénarios ne sont tout de même pas identiques pour les variations des achats d'électricité, parce que l'impact varie en fonction de l'utilisation d'électricité patrimoniale ou post-patrimoniale. Cependant, ces constats indiquent que l'analyse de sensibilité des écarts serait significativement différente si on excluait de cette analyse les écarts relatifs aux revenus des ventes et aux achats, pour ne conserver que les autres écarts.

Par conséquent, une zone de partage de 100 points de base paraît exagérée compte tenu du peu d'écarts sur les charges d'exploitation.

Concernant strictement les gains d'efficience aux CNE du Distributeur, le GRAME note une croissance de ces gains prévus, particulièrement aux années 2013 et 2014. Regardons maintenant la nature des gains d'efficience que le Distributeur arrive à dégager en cours d'année.

Le GRAME note qu'avant 2011, le Distributeur ne présentait pas de compilation des gains d'efficience par catégorie dans ses dossiers tarifaires. En comparant les compilations des données fournies aux dossiers R-3814-2012 et R-3854-2013, il ne semble pas y avoir de différence entre les gains prévus et les gains réels advenus en efficience, ce qui milite en faveur d'une réduction notable de la zone sans partage du Distributeur.

TABLEAU 1
GAINS D'EFFICIENCE – CHARGES D'EXPLOITATION (EN M\$)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Actions de gestion courante							
Gestion courante	10,0	10,5	13,5	10,9	10,9	10,5	9,8
Efficience additionnelle	30,0					20,3	80,0
Actions structurantes	2,8	1,1	2,7	1,4	2,3	5,0	12,9
Efficience réalisée en lien avec les décisions de la Régie			8,2	17,5	9,9	10,0	
Gains annuels	42,8	11,6	24,4	29,8	23,1	45,8	102,7
Efforts des années antérieures		42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	177,5
Gains cumulatifs	42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	177,5	280,2

Référence : R-3854-2013, B-0013, HQD-1, document 5, Tableau 1, gain d'efficience – Charges d'exploitation (en M\$)

TABLEAU 4
GAINS D'EFFICIENCE – CHARGES D'EXPLOITATION (EN M\$)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Gains cumulatifs
Nouveaux efforts d'efficience							
Actions de gestion courante							116,6
Gestion courante	10,0	10,5	13,5	10,9	10,9	10,5	66,3
Efficience additionnelle	30,0					20,3	50,3
Actions structurantes	2,8	1,1	2,7	1,4	2,3	5,0	15,3
Efficience réalisée en lien avec les décisions de la Régie			8,2	17,5	9,9		35,6
Total des nouveaux gains	42,8	11,6	24,4	29,8	23,1	35,8	167,5
Efforts des années antérieures		42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	
Gains totaux	42,8	54,4	78,8	108,6	131,7	167,5	

Référence : R-3814-2012, B-0025, HQD-7, document 2, Tableau 1, Gain d'efficience – Charges d'exploitation (en M\$), page 18

Conclusion

On constate donc les limites d'un tel mécanisme de traitement des écarts, puisqu'il est démontré que ces écarts ne proviennent pas ou peu d'efficience additionnelle. Il serait mieux de créer un vrai mécanisme incitatif, amenant ainsi des récompenses pour les efforts réels en efficience. En attendant la venue d'un tel mécanisme, le traitement des écarts est nécessairement une étape incontournable, puisque présentement les Demandeurs conservent l'ensemble des écarts de rendement.

Dans la recherche du juste prix de l'énergie, le GRAME soumet à la Régie que le traitement des écarts doit tenir compte de la recherche de ce juste prix de l'énergie et que le partage des écarts de rendement ne doit pas entraîner une hausse tarifaire indue.

1.1.3 Un MTÉR attaché à des indicateurs de performance

Dans cette section, le GRAME tient compte du commentaire de la Régie dans sa décision D-2013-136, expliquant que si le MTÉR constituait un mécanisme de réglementation incitative au sens de l'article 48.1 de la Loi, des améliorations pourraient y être faites dans l'avenir.

[53] Même si la Régie déterminait dans le présent dossier que le MTÉR constitue un mécanisme de réglementation incitative au sens de l'article 48.1 de la Loi, une telle décision n'aurait pas pour conséquence d'empêcher dans l'avenir toute discussion relative à la recherche d'une réglementation incitative optimale pour le domaine de l'électricité.

Compte tenu du fait que la décision sur le traitement du MTÉR n'est pas rendue, il est clair pour le GRAME que le présent dossier ne peut être le forum pour proposer des incitatifs précis et optimaux liés aux enjeux environnementaux. Par contre, le GRAME proposera une base de discussion pour les enjeux environnementaux et les intérêts qu'il défend et il est d'avis qu'une démarche pourrait être entreprise pour attacher des indicateurs d'efficience aux écarts de rendement.

À cet égard, en référence à la question 19.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie, qui demande *en quoi le MTÉR des demandeurs ne pourrait pas être conditionnel à l'atteinte de certains indicateurs de performance*²², le GRAME demandait si la mise en place d'objectifs d'efficience ciblés, pouvant notamment dans certains cas être rattachés à des récompenses, permettrait de compléter et/ou d'accompagner un MTÉR afin de pallier

²² R-3842-2013, B-0018, HQTD-3, doc. 1, page 34, question et réponse 19.1, p. 43

à la problématique de distinction entre les gains d'efficacité et les erreurs de prévisions. Les Demandeurs nous dirigeaient²³ à la réponse faite à la Régie²⁴ dans laquelle ils réitèrent que le mécanisme proposé est simple, peut être mis en place rapidement, alors que le processus de choix d'indicateurs appropriés est complexe. Les Demandeurs ajoutent de plus *qu'il existe un délai, parfois de plusieurs années, entre la réalisation de dépenses et la concrétisation de leur impact sur les indicateurs* et qu'il est par conséquent préférable de poursuivre avec le suivi de la Régie.

Le GRAME est d'avis qu'effectivement, à court terme, il est difficile de conclure rapidement sur une grille d'indicateurs et de le faire en toute équité envers la clientèle du Distributeur et les intervenants environnementaux représentant l'intérêt public sur ces questions. Ainsi, le GRAME abonde dans le même sens que les Demandeurs.

Indicateurs liés à l'efficacité et au développement durable et protection de l'environnement

Du point de vue du GRAME, puisque les écarts de rendement peuvent découler d'efficacité, mais également de choix organisationnels, comme le report d'activités ou la réduction de services ou de charges d'exploitation visant par exemple la protection de l'environnement, le GRAME conclut que la mise en place d'un tel mécanisme doit absolument être encadrée de sorte à limiter l'émergence de ces problématiques, soit notamment le partage d'efficacité qui ne comporte pas de réelle efficacité.

En réponse aux préoccupations des Demandeurs face à la complexité de la mise en place d'indicateurs attachés aux écarts de rendement²⁵, le GRAME propose la mise en place d'un groupe de travail pour déterminer quels indicateurs liés à l'efficacité et à la protection de l'environnement devraient être retenus et attachés aux écarts de rendement afin de créer une grille de pondération associée aux écarts de rendement.

Le GRAME soumet qu'une telle démarche de lier les indicateurs d'efficacité existants aux écarts de rendement doit être faite conjointement avec les intervenants afin d'atteindre un équilibre favorisant la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité, au plan individuel comme au plan collectif, conformément à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

²³ R-3842-2013, B-0053, HQT-D-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDDR 5.3

²⁴ Question 32.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie à la pièce HQT-D-5, document 1

²⁵ Question 32.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie à la pièce HQT-D-5, document 1

Cette démarche doit inclure également la possibilité de discuter l'ajout d'indicateurs ou de cibles précises à atteindre, dans le cas où le MTÉR serait reconnu comme un mécanisme incitatif selon la Loi. En effet, dans le cas d'un mécanisme incitatif, d'autres éléments devraient être couverts par un tel groupe de travail. Par exemple, le grand exclu du présent MTÉR est la mise en place de cibles d'efficacité environnementales à atteindre. Que cette cible soit conditionnelle au partage des écarts de rendement, ou que cette cible soit attachée à une récompense monétaire, le présent MTÉR ne propose ni de grille d'indicateurs d'efficacité, ni de cible d'efficacité et devrait être amélioré pour être optimal.

Concernant la deuxième possibilité, soit celle de compléter un mécanisme incitatif avec des cibles précises à atteindre, à titre d'exemple, le GRAME est d'avis qu'il faudra inclure des mesures incitatives ciblées. Par exemple, un incitatif pour l'atteinte de résultats en ÉÉ en réseaux autonomes, un incitatif pour réduire les déficits en réseaux autonomes, et à ces objectifs pourraient se greffer des cibles avec récompenses financières.

1.3 ANALYSE DU MTÉR EN LIEN AVEC LES RISQUES DES DEMANDEURS

Dans cette section, le GRAME porte un regard sur l'ampleur des risques des Demandeurs. En effet, le GRAME est d'avis que la détermination du type de MTÉR à retenir a un lien direct avec des risques des Demandeurs.

Par exemple, les risques spécifiques aux activités des Demandeurs doivent avoir un impact sur le choix des éléments à inclure ou à exclure du partage des écarts de rendement. Ainsi, les risques doivent guider le choix des comptes d'écarts.

Plus simplement, les risques spécifiques aux Demandeurs doivent guider dans le choix des catégories à inclure dans un MTÉR. Ainsi, il serait peut-être plus simple de déterminer ce qui est raisonnable de partager entre les Demandeurs et les clients et ce qui est raisonnable de considérer dans les revenus requis de l'année subséquente. Donc par exemple d'exclure du partage les éléments spécifiques hors du contrôle des Demandeurs.

De manière globale, le GRAME est d'avis que la question du risque doit être revue en fonction des méthodes réglementaires de révision tarifaire, puisque dans le cadre actuel les Demandeurs évaluent sur une base annuelle leurs prévisions respectives de revenus, de même que de leurs charges, faisant en sorte que le risque ne porte que sur une année tarifaire. Ce même risque, est même dans certains cas inférieur à une année, puisque certains besoins en investissements non prévus, ou en maintenance, ne pourront pas se réaliser la même année du constat du besoin. Par exemple, des

activités de réhabilitation de sols doivent être planifiées, même si un déversement ajoute des frais de gestion à court terme.

Le GRAME est d'avis qu'il est dans le sens du bien commun et du juste prix de l'énergie d'accepter de faire assumer les risques réels hors du contrôle des Demandeurs par la clientèle, puis de prévoir un mécanisme pour partager les écarts de rendement concernant l'efficacité.

1.3.1. Profil de risque du Transporteur

Concernant le profil de risque du Transporteur, dans sa preuve, les Demandeurs indiquent que le contexte opérationnel du Transporteur comporte notamment des caractéristiques qui *exercent une pression élevée sur les probabilités de bris et de défaillances*²⁶ et que le réseau du Transporteur traverse des zones aux conditions climatiques difficiles qui le rendent vulnérable à des événements liés au climat tels que les inondations, la neige, le verglas et les vents.²⁷

La grande distance entre la production et les charges implique le recours à plusieurs paliers de conversion de tension, un plus grand nombre d'équipements et des conditions d'exploitation et de maintenance exigeantes. Ces caractéristiques exercent une pression élevée sur les probabilités de bris et de défaillances, dont les conséquences peuvent notamment être aggravées en raison d'autres particularités propres à l'utilisation du réseau, soit la pointe hivernale et le taux élevé d'utilisation du réseau.

De plus, le réseau du Transporteur traverse des zones aux conditions climatiques difficiles qui le rendent vulnérable à des événements liés au climat tels que les inondations, la neige, le verglas et les vents. Ces conditions peuvent aussi rendre plus difficile et onéreux l'accès au réseau afin d'accomplir les activités de dépannage et de maintenance.

Référence R-3842-2013, Pièce B-004, HQTD-1, doc. 1, page 15

Dans ce contexte, le GRAME demandait dans quelle mesure le MTÉR proposé permettrait-il d'exclure les événements hors de contrôle du Transporteur, comme par exemple un verglas ou tout autre événement naturel de grande envergure pouvant affecter les équipements de transport, et nécessitant donc l'apport d'investissements additionnels, mais également de charges d'exploitation non prévues. Le GRAME demandait également de préciser l'impact de tels événements climatiques sur la prise en charge par le Transporteur de tout écart négatif. En réponse, les Demandeurs indiquent que s'il y a

²⁶ R-3842-2013, Pièce B-004, HQTD-1, doc. 1, page 15

²⁷ R-3842-2013, Pièce B-004, HQTD-1, doc. 1, page 15

impacts négatifs, ils seront à la charge du Transporteur, sans préciser l'impact de tels évènements sur ces écarts négatifs²⁸.

Compte tenu de la proposition de la création *d'une zone sans partage n'excédant pas 50 points de base au-delà du rendement raisonnable autorisé pour le Transporteur*²⁹, le GRAME demandait au Transporteur d'indiquer comment le MTÉR permettra de s'assurer que des gains de 50 points de base refléteront des gains d'efficacité et non pas des choix organisationnels ciblés pour réduire par exemple des efforts en matière de gestion du risque en pérennité des équipements. En réponse, le Transporteur indique qu'il déploie présentement son modèle de gestion des actifs et que *l'évolution de ses indicateurs de performance en matière de fiabilité montre des résultats probants favorables*.³⁰

Dans un contexte de changements climatiques et d'occurrences additionnelles d'évènements climatiques non prévisibles, et bien que le profil de risque du Transporteur implique des risques réels à cet égard, le GRAME soumet que ces risques ne peuvent dépasser l'année courante compte tenu du contexte réglementaire et qu'une part pourra constituer de nouveaux investissements capitalisables de par leur nature. Seules les charges d'amortissement des nouveaux actifs constitueront une augmentation de charges nettes d'exploitation, mais elles seront prévisibles.

La preuve des Demandeurs à cet égard est bien mince et n'apporte pas d'éclairage significatif d'impact sur les écarts négatifs, de telles probabilités d'évènements et sur l'impact des risques du Transporteur à cet égard.

1.3.2 Profil de risque du Distributeur

Le risque d'affaires du Distributeur prend diverses formes. Il est notamment associé à la prévision de la demande et à la gestion des approvisionnements, aux caractéristiques du réseau de distribution et aux mauvaises créances. À cet égard, la section précédente sur la provenance des écarts de rendement exprime les enjeux liés aux approvisionnements, de même qu'aux variations des revenus des ventes.

Par ailleurs, bien que le Distributeur puisse satisfaire ses besoins en énergie en ayant recours au contrat patrimonial, qui lui procure un approvisionnement de

²⁸ R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR2.2

²⁹ R-3842-2013, Pièce B-002, par. 17

³⁰ R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR2.1

165 TWh, il doit composer avec les incertitudes des contrats post-patrimoniaux qui prennent de plus en plus d'importance avec les années (possibilités de contestations, délais de réalisation). (Notre souligné)

(...)

Ce réseau doit, de plus, être exploité et entretenu dans des conditions climatiques variées, changeantes et souvent extrêmes qui ont un impact sur la durabilité des équipements du réseau.

Référence : (iii) R-3842-2013, Pièce B-004, HQTD-1, doc. 1, page 14

Concernant la demande d'approbation d'un MTÉR comportant une zone sans partage n'excédant pas 100 points de base au-delà du rendement autorisé pour le Distributeur³¹ et l'indication des Demandeurs à l'effet que le Distributeur doit composer avec les incertitudes des contrats post-patrimoniaux qui prennent de plus en plus d'importance avec les années (possibilités de contestations, délais de réalisation)³², le GRAME demandait aux Demandeurs de préciser si les obligations découlant des décrets gouvernementaux (par exemple le décret D-352-2003³³) imposant des approvisionnements en sources renouvelables (éolien et biomasse), à un coût supérieur peuvent être un facteur de risque de réduction de gains potentiels pour le Distributeur pour la zone sans partage.

Les Demandeurs confirment que les approvisionnements post-patrimoniaux sont couverts par le compte de pass-on et ne constituent pas un facteur de risque de réduction des gains potentiels pour le Distributeur.³⁴ Le GRAME comprend qu'en cours d'année, le compte de pass-on permet d'annuler le risque du Distributeur, à la fois sur les volumes et sur les coûts.

Dans sa preuve, les Demandeurs indiquent que le profil de risques du Distributeur comporte notamment les caractéristiques du réseau de distribution et notamment *des conditions climatiques variées changeantes et souvent extrêmes qui ont un impact sur la durabilité des équipements du réseau.*³⁵ En lien avec ces affirmations, le GRAME demandait dans quelle mesure le MTÉR proposé permettrait-il d'exclure les événements hors de contrôle du Distributeur, comme par exemple un verglas ou tout autre événement naturel de grande envergure affectant les équipements de Distribution et donc nécessitant

³¹ R-3842-2013, Pièce B-002, par. 17

³² R-3842-2013, Pièce B-004, HQTD-1, doc. 1, pages 14 et 15

³³ (2003) 135 G.O.Q. II, 1677

³⁴ R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR1.1

³⁵ R-3842-2013, Pièce B-004, HQTD-1, doc. 1, pages 14 et 15

l'apport d'investissements additionnels, mais également de charges d'exploitation non prévues.

Le cas du Distributeur est différent de celui du Transporteur, puisque les risques sont plutôt liés aux prévisions des besoins de fourniture pour la clientèle du Distributeur, de même qu'aux modifications réglementaires du prix de l'électricité patrimoniale, bien que pris en charge par le compte de pass-on. Le Distributeur donne un exemple en complément de preuve, en relatant les écarts de ventes relatifs à la clientèle grandes entreprises (tarif L).

Les écarts de ventes relatifs à la clientèle grandes entreprises (tarif L) sont causés par les diminutions de production des clients industriels en 2007, 2008 et 2009. Une demande mondiale faible, une concurrence plus importante des économies émergentes et le ralentissement économique en 2008 suivi de la récession en 2009 expliquent la baisse des ventes plus importante que prévu, notamment dans le secteur des pâtes et papiers. Par ailleurs, la reprise économique en 2010 ainsi que le contrat temporaire au tarif L accordé au client Rio Tinto Alcan sur la période 2010-2011, pour combler la faible hydraulité dans ses réservoirs, expliquent essentiellement les écarts positifs de prévision malgré les rationalisations dans le secteur des pâtes et papiers.

Comme le Distributeur l'a mentionné dans le dossier tarifaire R-3814-2012 à la pièce HQD-13, document 7, en réponse à la question 1 de la FCEI, des outils additionnels de prévision consistant en des modèles de régression linéaire multiple ont été développés pour chacun des secteurs de consommation dans le but d'améliorer la précision des prévisions. Ces modèles intègrent directement les variables économiques et démographiques comme les mises en chantier, la rémunération des salariés ou les statistiques économiques relatives aux secteurs industriels comme les pâtes et papiers, les mines, la transformation des métaux et autres secteurs manufacturiers.

Référence : R-3842-2013, A-006, Demande de complément de preuve de la Régie au Distributeur et Transporteur, R13.5

Par conséquent, l'expert Mr. Yardley's aurait dû exclure les éléments qui sont exclus du partage du MTÉR pour produire son analyse et ses calculs soumis à la Table R-15.3³⁶ afin de proposer une zone sans partage qui ne tienne compte que des risques du MTÉR, comme le demandait le GRAME à la question 3.2 de sa demande de renseignements.

³⁶ R-3842-2013, B-0018, HQTD-3, doc. 1, page 34, question et réponse 15.3, Table R-15.3A

Bien que précédemment les Demandeurs aient indiqué que *les comptes d'écart mis en place couvrent les éléments hors du contrôle du Distributeur*³⁷, ces derniers affirment que *Le MTÉR n'a pas pour but d'exclure les éléments hors du contrôle du Distributeur*.³⁸ Comme pour le cas du Transporteur, les Demandeurs sont dans l'incapacité de fournir un ordre de grandeur des impacts négatifs sur le solde des écarts de rendement, par exemple d'évènements climatiques sur la prise en charge par le Distributeur de tout écart négatif³⁹, ni de fournir de manière précise une évaluation des risques d'écarts négatifs liés à ses activités.

1.4 LE MTÉR ET LES ZONES DE PARTAGE / FONCTION DES PROFILS DE RISQUES

La demande de MTÉR comporte pour le Transporteur la *création d'une zone sans partage n'excédant pas 50 points de base*, jointe à la prise en charge de tout écart négatif, de même que *Le partage à parts égales, entre le Transporteur et ses clients de la portion de tout Écart positif excédant 50 points*⁴⁰.

Dans le cas du Transporteur, le GRAME est d'avis que l'analyse des risques soumise par ce dernier ne permet pas de conclure en des risques significatifs justifiant une zone sans partage de l'ampleur de 50 points de base et soumet que la zone de 50 points de base devrait faire l'objet d'un partage entre le Transporteur et ses clients.

En effet, les risques dont fait état le Transporteur ne peuvent être significatifs, puisque le contexte réglementaire fait en sorte qu'il est en mesure d'ajuster ses prévisions de coûts sur une base annuelle et que les risques liés à des évènements climatiques comporteraient, s'ils advenaient, une part importante de capitalisation des nouveaux actifs de remplacement, par exemple dans le cas de bris de lignes de transport suite à un verglas ou à tout autre évènement significatif.

La demande de MTÉR comporte pour le Distributeur la *création d'une zone sans partage n'excédant pas 100 points de base*, jointe à la prise en charge de tout écart négatif, de

³⁷ R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR1.1

³⁸ R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR1.3

³⁹ R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR1.4

⁴⁰ R-3842-2013, Pièce B-002, par. 17

même que *Le partage à parts égales, entre le Transporteur et ses clients de la portion de tout Écart positif excédant 100 points*⁴¹.

17. Ce MTÉR comporte les modalités suivantes :

a) Pour les Écarts positifs :

i) La création d'une zone sans partage n'excédant pas 50 points de base au-delà du rendement raisonnable autorisé pour le Transporteur;

ii) La création d'une zone sans partage n'excédant pas 100 points de base au-delà du rendement raisonnable autorisé pour le Distributeur;

iii) Le partage à parts égales, entre le Transporteur et ses clients de la portion de tout Écart positif excédant 50 points, ainsi qu'entre le Distributeur et ses clients de la portion de tout Écart positif excédant 100 points de base, selon le cas ;

b) Pour les Écarts négatifs :

i) La prise en charge par le Transporteur ainsi que par le Distributeur, selon le cas, de tout Écart négatif.

Référence : R-3842-2013, Pièce B-002, par. 17

Dans le cas du Distributeur, le GRAME déduit de la réponse des Demandeurs, que l'expert, *M. Yardley*, n'a pas réalisé son analyse en excluant les comptes d'écarts maintenus afin de déterminer l'amplitude des zones du MTÉR. En effet, les Demandeurs répondent ceci au GRAME, à sa demande de préciser si la réponse fournie à la Régie portant sur la *relation entre les facteurs discutés en 15.1 et l'amplitude des zones sans partage allouées au Transporteur (50 points de base) et au Distributeur (100 points de base) dans la proposition conjointe présentée*⁴² comprend les comptes d'écarts qui ont été retenus dans la proposition de MTÉR :

Mr. Yardley's proposal for a broader deadband for HQD than HQT is based in part on the greater sensitivity of HQD's earnings to variations in revenues and operating expenses as compared to HQT. For purposes of applying the ESM, earnings reflect the existing variance accounts.

Référence : R-3842-2013, B-0053, HQT-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR3.1

⁴¹ R-3842-2013, Pièce B-002, par. 17

⁴² R-3842-2013, B-0018, HQT-3, doc. 1, page 34, question et réponse 15.3

De plus, le GRAME comprend de la réponse fournie par les Demandeurs, que les calculs soumis au tableau R-15.3A de la réponse 15.3⁴³ comprennent les éléments exclus du MTÉR.

Earnings for purposes of applying the ESM reflect the impact of all variance and deferral accounts. The calculations presented in Table R-15.3A simply estimate the sensitivity of earnings and the ROE to an assumed change in operating expenses. The sensitivity estimate is unchanged as long as the earnings impact is estimated based on a change in an expense item that is not covered by a variance account. There would be no sensitivity if the expense item were subject to a variance account.

Référence : R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR3.2

Suite à l'exclusion de ces écarts, le GRAME recommande que les Demandeurs présentent une nouvelle proposition de zone de partage à la Régie, qui tienne compte d'une analyse sans les comptes d'écart maintenus.

⁴³ R-3842-2013, B-0018, HQTD-3, doc. 1, page 34, question et réponse 15.3

1.5 COMPTES D'ÉCARTS OU EXCLUSIONS AU MTÉR

Dans cette section, le GRAME tient compte de la décision de la Régie dans laquelle elle invite *les participants à traiter des comptes d'écart uniquement en regard de l'évaluation du niveau de risque.*

Décision D-2013-117

[51] La Régie reconnaît qu'il existe des liens entre les comptes d'écart du Transporteur et du Distributeur et leur niveau de risque. Toutefois, les décisions de créer chacun de ces dix comptes d'écart du Distributeur et des deux comptes d'écart du Transporteur ont été prises dans le contexte des dossiers tarifaires après un examen exhaustif des avantages et désavantages de chacun. Aussi, dans le présent dossier, elle invite les participants à traiter des comptes d'écart uniquement en regard de l'évaluation du niveau de risque.

1.5.1 Les comptes d'écart proposés pour le Distributeur

Tel que proposé par la Demanderesse⁴⁴, le GRAME est à priori en faveur de maintenir l'ensemble des comptes d'écart proposés, dont notamment le compte de « pass-on » pour l'achat d'électricité, le compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques, le compte d'écart du coût du combustible, le compte d'écart pour les coûts des pannes majeures et le nouveau compte d'écart des coûts reliés au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

Le GRAME constate que dans le cadre du compte d'écart du coût de combustibles, il inclut la subvention à la hauteur de 30 % pour le mazout dans le cadre des PUEÉRA⁴⁵.

1.5.2 Analyse de l'intérêt d'ajouts de comptes d'écart pour le Distributeur

Concernant le Distributeur, le GRAME propose l'exclusion des charges reliées au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) pour le cas du réseau intégré, y compris les charges liées aux amortissements. Le GRAME est d'avis que la question des approvisionnements, et notamment des investissements pour le cas des réseaux autonomes, est liée aux résultats en efficacité énergétique et devraient être traités conjointement ou selon la même logique. Le GRAME aborde cette question dans la section sur les réseaux autonomes et le risque.

Concernant le PGEÉ, le GRAME rappelle que dans le cadre de l'ancien mécanisme incitatif de Gaz Métro, la réduction des volumes de consommation par client constituait

⁴⁴ R-3842-2013, B-004, page 25

⁴⁵ R-3842-2013, B-0057, Question 1.6 a) HQT D-5, Document 9, Page 7

un risque d'affaires significatif pris en compte dans le mécanisme retenu à titre d'exogène sur la variation des volumes. L'objectif de cet exogène était de neutraliser Gaz Métro contre les variations de volumes liées à l'efficacité énergétique. En ce sens, les variations de volume résultant de l'efficacité énergétique constituaient un risque pour le Distributeur.

Puisqu'en excluant le PGEÉ, le risque concernant l'écart de rendement du Distributeur ne serait pas réduit pour autant, considérant qu'un compte d'écart ne peut être comparé avec un exogène appliqué sur les résultats d'un mécanisme, le fait d'exclure ces charges permettrait de réduire la tendance du Distributeur à réduire ces charges du PGEÉ, puisque notamment le compte de pass-on est exclu du MTÉR. Il ne fait pas de doute que les mesures du PGEÉ induisent des baisses de volumes de ventes d'électricité. Par conséquent, comme les charges du PGEÉ ne sont pas liées à des conséquences intégrées au MTÉR, ces dernières devraient en être exclues.

Plus encore, deux autres arguments militent en faveur de l'exclusion des charges du PGEÉ, d'une part les mesures d'efficacité énergétique sont un élément de l'équation nécessaire à fixer les besoins du plan d'approvisionnement selon l'article 72 de la Loi et, d'autre part, elles peuvent également être considérées à titre d'approvisionnement selon l'article 74.1 de la Loi:

«SECTION II
OBLIGATIONS DU TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ ET DES
DISTRIBUTEURS

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

Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

(...)

74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment :

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement; (Notre souligné)

(...)

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité. » (Notre souligné)

Les charges du PGEÉ sont donc liées à la détermination des prévisions des ventes, de même qu'au volume d'achat d'électricité, et ce au même titre que les options interruptibles. À cet égard, on constate que, dans la catégorie achats, sont inscrits le tarif de gestion et d'énergie de secours⁴⁶, faisant référence à l'option d'électricité interruptible et à l'option groupe électrogène de secours, considérés à titre d'approvisionnement. C'est à ce titre que le GRAME demande le retrait des charges liées au PGEÉ du MTÉR.

1.5.3 Le MTÉR et les risques associés aux réseaux autonomes.

Concernant les réseaux autonomes, le Distributeur est aux prises avec des risques liés à la production énergétique via des centrales thermiques et à l'obligation de desservir en énergie une clientèle éloignée ce qui, selon le GRAME, constitue un risque additionnel qui ne semble pas être pris en compte dans la preuve de la demanderesse.

⁴⁶ Référence : Rapport annuel 2012, page 4, tableau 1

En lien avec ses préoccupations environnementales et les énoncés par la Régie, notamment dans sa décision D-2013-037 (par. 550-551) et dans ses décisions antérieures, le GRAME soumet à la Régie sa recommandation d'exclure en totalité les réseaux autonomes du MTÉR.

[550] La Régie prend acte des activités du PGEÉ proposées par le Distributeur dans les RA pour 2013. Elle approuve le budget de ces activités et note les économies d'énergie prévues qui y sont associées. Toutefois, considérant l'ampleur du déficit de plus de 200 M\$ pour l'exploitation de ces réseaux, causé par les coûts importants de production de l'électricité, et le niveau élevé des investissements qui sont requis dans ces réseaux pour répondre à la croissance de la demande à la pointe, la Régie estime insuffisants les efforts de 900 k\$ qui sont actuellement consacrés à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande de pointe dans l'ensemble des RA.

[551] Par ailleurs, chacun des RA peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure. Les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont donc limités. En outre, l'impact économique des mesures d'efficacité énergétique, à l'échelle de ces réseaux, peut être considérablement plus important qu'en réseau intégré où les coûts évités sont beaucoup plus bas. La Régie encourage le Distributeur à tester et à évaluer en conditions réelles les mesures les plus prometteuses identifiées dans le rapport d'analyse du PTÉ en efficacité énergétique dans les RA.

Référence : D-2013-037, par. 550-551:

Le GRAME est d'avis que les réseaux autonomes doivent faire l'objet d'un traitement spécifique afin de trouver des solutions favorisant la réduction des déficits, tout en incitant le Distributeur à apporter des solutions à plus court terme pour favoriser la satisfaction des besoins énergétiques de la clientèle de ces réseaux et le développement durable des communautés qui y sont desservies, l'accessibilité énergétique étant la clé d'un développement durable selon le GRAME. De l'avis du GRAME, il sera difficile de distinguer les écarts de rendement provenant des réseaux autonomes avec le MTÉR proposé par les Demandeurs.

Par ailleurs, concernant les réseaux autonomes, le GRAME constate que Concentric's ROE n'a pas considéré dans son analyse les réseaux autonomes en lien avec notamment le risque associé à l'augmentation des déficits récurrents de ces réseaux pour la détermination du taux de rendement du Distributeur.

Concentric's ROE analysis did not specifically consider the separate distribution systems that are not connected to HQD's integrated system. However,

Concentric's ROE analysis and recommendation are based on an assessment of the important business and financial risks from an investors' perspective, and applies to the entire system of HQD and HQT

Référence : R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR1.5

Concernant les préoccupations énoncées par la Régie dans la décision D-2013-037⁴⁷ à l'égard du niveau élevé des investissements requis dans les réseaux autonomes pour répondre à la croissance de la demande à la pointe avec le mécanisme de traitement des écarts de rendement, le Distributeur indique qu'il tient compte des préoccupations de la Régie lors de l'établissement des revenus requis⁴⁸.

Bien que cela soit le cas pour les prévisions, le GRAME soumet que cela pourrait ne pas être le cas pour les fins de dégager effectivement des écarts positifs de rendement. Compte tenu du problème important de ces réseaux, le GRAME maintient qu'il est préférable de les exclure du MTÉR.

Pour conclure, concernant les obligations du Distributeur liées au respect d'objectifs de développement de ressources renouvelables diversifiées via les décrets gouvernementaux émis notamment pour la production d'énergie éolienne, d'énergie en provenance de la biomasse ou de la petite centrale hydro-électrique, le GRAME soumet que ces obligations constituent un risque additionnel pour le Distributeur en réseau autonome et demande à ce que l'ensemble des charges et des investissements liés aux réseaux autonomes, incluant les charges pour le PGEÉ et les PUEÉRA, soient exclus du MTÉR.

Par ailleurs, si la Régie considérait le MTÉR à titre d'un mécanisme incitatif selon la Loi, le GRAME recommande d'exclure pour le moment les réseaux autonomes, afin que puissent être mis en place des incitatifs ciblés pour réduire les déficits de ces réseaux, tout en favorisant la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité, au plan individuel comme au plan collectif, conformément à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie

⁴⁷ D-2013-037, par. 550-551

⁴⁸ R-3842-2013, B-0053, HQTD-5, Doc. 6, Réponses du Transporteur et du Distributeur à la demande de renseignements numéro 1 du « GRAME », RDR1.8

1.5.4 Les comptes d'écarts proposés pour le Transporteur

Dans le cas du Transporteur et tel que proposé par la demanderesse⁴⁹, le GRAME est à priori en faveur de maintenir l'ensemble des comptes d'écart proposés, soit les comptes d'écart des revenus des services de transport de point à point et du coût de retraite.

1.5.5 Analyse de l'intérêt d'ajouts de comptes d'écart pour le Transporteur

Le GRAME n'a pas d'autre compte d'écart à proposer pour le moment. Il réserve sa position finale en fonction de la décision de la Régie sur la question préliminaire concernant la conformité du MTÉR avec le mécanisme incitatif prévu à 48.1 de la Loi.

II. RISQUES DU MTÉR EN LIEN AVEC LA PROPOSITION DE TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES

Pour conclure, bien que le GRAME n'aborde pas directement la question de la modification du taux de rendement des capitaux propres, le GRAME constate que le présent MTÉR, tel que proposé, constitue un rendement additionnel direct pour les Demandeurs et devrait être pris en compte dans la détermination du taux de rendement des Demandeurs, puisque notamment les risques avancés par les Demandeurs quant à la réalisation d'écarts négatifs ne sont pas soutenus par une preuve justifiant ces risques.

Donc, à moins d'une modification significative de la méthode de partage des écarts de rendement, le GRAME recommande de tenir compte de ces écarts dans la détermination du taux de rendement des capitaux propres des Demandeurs.

III. MTÉR ET LOI 16

Concernant le MTÉR et les modifications apportées au cadre réglementaire par l'adoption de la Loi 16, le GRAME apporter un commentaire en lien avec l'article 7 de la Loi 16 qui s'énonce ainsi :

« 7. Le gouvernement peut, à l'égard de toute année tarifaire débutant à compter du 1er janvier 2014 et jusqu'à ce qu'un premier mécanisme de réglementation incitative s'applique, déterminer le montant des charges nettes d'exploitation d'Hydro-Québec, en tant que transporteur d'électricité, et des charges d'exploitation de cette dernière, en tant que distributeur d'électricité, compris dans les montants globaux des dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service que la Régie doit déterminer en vertu du paragraphe 2o du

⁴⁹ R-3842-2013, B-004, page 25

premier alinéa de l'article 49 et de l'article 52.3 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01)

Malgré l'article 51 de la Loi sur la Régie de l'énergie, Hydro-Québec conserve, en tant que transporteur d'électricité et distributeur d'électricité, tout excédent découlant de l'écart entre le montant des charges déterminé par le gouvernement et celui réellement engagé ».

Si la Régie venait à conclure que le MTER ne répond pas à l'exigence introduite par la Loi 16 d'établir un mécanisme de réglementation incitative, le gouvernement pourra fixer les charges d'exploitation des demandeurs et ce, bien qu'un MTÉR soit mis en place par les Demandeurs et entériné par la Régie. Compte tenu de l'état d'avancement de la demande et du fait que présentement les Demandeurs conservent la totalité des écarts, le GRAME soumet qu'il est de l'intérêt public de poursuivre la démarche initiée au présent dossier, et cela, quelle que soit la décision de la Régie à l'égard de la question préliminaire.

CONCLUSIONS

I. Mécanisme de traitement des écarts de rendement

Efficienc e et le Transporteur

Le GRAME constate qu'il y a une progression dans la réalisation de gains d'efficience non prévus, mais que ces gains ne seront pas du même ordre dans le futur faisant en sorte qu'il est probable que, si les écarts de rendement sont du même ordre de grandeur que les années précédentes, ils seront plutôt dus à des écarts prévisionnels ou à des reports de projets, qu'à des gains d'efficience aux charges d'exploitations.

Efficienc e et le Distributeur

Selon le GRAME, une zone de partage de 100 points de base paraît exagérée compte tenu du peu d'écarts sur les charges d'exploitation.

Concernant strictement les gains d'efficience aux CNE du Distributeur, le GRAME note une croissance de ces gains prévus, particulièrement aux années 2013 et 2014, cependant il ne semble pas y avoir de différence entre les gains prévus et les gains réels advenus en efficience, ce qui milite en faveur d'une réduction notable de la zone sans partage du Distributeur.

Conclusion section efficience

On constate les limites d'un tel mécanisme de traitement des écarts, puisqu'il est démontré que ces écarts ne proviennent pas ou peu d'efficience additionnelle. Il serait mieux de créer un vrai mécanisme incitatif, amenant ainsi des récompenses pour les efforts réels en efficience. En attendant la venue d'un tel mécanisme, le traitement des écarts est nécessairement une étape incontournable, puisque présentement les Demandeurs conservent l'ensemble des écarts de rendement.

Dans la recherche du juste prix de l'énergie, le GRAME soumet à la Régie que le traitement des écarts doit tenir compte de la recherche de ce juste prix de l'énergie et que le partage des écarts de rendement ne doit pas entraîner une hausse tarifaire indue.

Un MTÉR attaché à des indicateurs de performance

Compte tenu du fait que la décision sur la question préliminaire du traitement du MTÉR n'est pas rendue, il est clair pour le GRAME que le présent dossier ne peut être le forum pour proposer des incitatifs précis et optimaux liés aux enjeux environnementaux.

Le GRAME est d'avis qu'effectivement, à court terme, il est difficile de conclure rapidement sur une grille d'indicateurs et de le faire en toute équité envers la clientèle du Distributeur et les intervenants environnementaux représentant l'intérêt public sur ces questions. Par contre, le GRAME est d'avis qu'une démarche pourrait être entreprise pour attacher des indicateurs d'efficience au mécanisme de traitement des écarts de rendement.

Indicateurs liés à l'efficacité et au développement durable et protection de l'environnement

Du point de vue du GRAME, puisque les écarts de rendement peuvent découler de choix organisationnels, comme le report d'activités ou la réduction de services ou de charges d'exploitation visant par exemple la protection de l'environnement, le GRAME conclut que la mise en place d'un tel mécanisme doit absolument être encadrée de sorte à limiter l'émergence de ces problématiques, soit notamment le partage d'efficacité qui ne comporte pas de réelle efficacité.

En réponse aux préoccupations des Demandeurs face à la complexité de la mise en place d'indicateurs attachés aux écarts de rendement⁵⁰, le GRAME propose la mise en place d'un groupe de travail pour déterminer quels indicateurs liés à l'efficacité et à la protection de l'environnement devraient être retenus et attachés aux écarts de rendement afin de créer une grille de pondération associée aux écarts de rendement.

Le GRAME soumet qu'une telle démarche de lier les indicateurs d'efficacité existants aux écarts de rendement doit être faite conjointement avec les intervenants afin d'atteindre un équilibre favorisant la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité, au plan individuel comme au plan collectif, conformément à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Cette démarche doit inclure également la possibilité de discuter l'ajout d'indicateurs ou de cibles précises à atteindre, dans le cas où le MTÉR serait reconnu comme un mécanisme incitatif selon la Loi. En effet, dans le cas d'un mécanisme incitatif, d'autres éléments devraient être couverts par un tel groupe de travail.

Concernant la deuxième possibilité, soit celle de compléter un mécanisme incitatif avec des cibles précises à atteindre, à titre d'exemple, le GRAME est d'avis qu'il faudra inclure des mesures incitatives ciblées. Par exemple, un incitatif pour l'atteinte de résultats en EE en réseaux autonomes, un incitatif pour réduire les déficits en réseaux autonomes, et à ces objectifs pourraient se greffer des cibles avec récompenses financières.

Le MTÉR et les zones de partage / fonction des profils de risques

Dans le cas du Transporteur, le GRAME est d'avis que l'analyse des risques soumise par ce dernier ne permet pas de conclure en des risques significatifs justifiant une zone sans partage de l'ampleur de 50 points de base et soumet que la zone de 50 points de base devrait faire l'objet d'un partage entre le Transporteur et ses clients.

Le cas du Distributeur est différent de celui du Transporteur, puisque les risques sont plutôt liés aux prévisions des besoins de fourniture pour la clientèle du

⁵⁰ Question 32.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie à la pièce HQT-D-5, document 1

Distributeur, de même qu'aux modifications réglementaires du prix de l'électricité patrimoniale, bien que pris en charge par le compte de pass-on.

Par conséquent, l'expert *Mr. Yardley's* aurait dû exclure les éléments qui sont exclus du partage du MTÉR pour produire son analyse et ses calculs soumis à la *Table R-15.3*⁵¹ afin de proposer une zone sans partage qui ne tienne compte que des risques du MTÉR.

Suite à l'exclusion de ces écarts, le GRAME recommande que les Demandeurs présentent une nouvelle proposition de zone de partage à la Régie, qui tienne compte d'une analyse sans les comptes d'écart maintenus.

Comptes d'écarts ou exclusions au MTÉR

Pour le Distributeur

Tel que proposé par la Demanderesse⁵², le GRAME est à priori en faveur de maintenir l'ensemble des comptes d'écarts proposés, dont notamment le compte de « pass-on » pour l'achat d'électricité, le compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques, le compte d'écarts du coût du combustible, le compte d'écarts pour les coûts des pannes majeures et le nouveau compte d'écarts des coûts reliés au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

Ajouts de comptes d'écarts pour le Distributeur

Concernant le Distributeur, le GRAME propose l'exclusion des charges reliées au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) pour le cas du réseau intégré, y compris les charges liées aux amortissements. Le GRAME est d'avis que la question des approvisionnements, et notamment des investissements pour le cas des réseaux autonomes, est liée aux résultats en efficacité énergétique et devraient être traités conjointement ou selon la même logique.

De l'avis du GRAME, les charges du PGEÉ sont liées à la détermination des prévisions des ventes, de même qu'au volume d'achat d'électricité, et ce au même titre que les options interruptibles ou les tarifs de gestion. C'est à ce titre que le GRAME demande le retrait des charges liées au PGEÉ du MTÉR.

Le MTÉR et les risques associés aux réseaux autonomes.

Concernant les réseaux autonomes, le Distributeur est aux prises avec des risques liés à la production énergétique via des centrales thermiques et à l'obligation de desservir en énergie une clientèle éloignée ce qui, selon le GRAME, constitue un risque additionnel qui n'a pas été pris en compte dans la preuve de la demanderesse.

En lien avec ses préoccupations environnementales et les énoncés de la Régie, notamment dans sa décision D-2013-037 (par. 550-551) et dans ses décisions

⁵¹ R-3842-2013, B-0018, HQT-D-3, doc. 1, page 34, question et réponse 15.3, Table R-15.3A

⁵² R-3842-2013, B-004, page 25

antérieures, le GRAME soumet à la Régie sa recommandation d'exclure du MTÉR l'ensemble des charges et des investissements liés aux réseaux autonomes, incluant les charges pour le PGEÉ et les PUEÉRA.

Par ailleurs, si la Régie considérait le MTÉR à titre d'un mécanisme incitatif selon la Loi, le GRAME recommande d'exclure pour le moment les réseaux autonomes, afin que puissent être mis en place des incitatifs ciblés pour réduire les déficits de ces réseaux, tout en favorisant la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité, au plan individuel comme au plan collectif, conformément à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie

Les comptes d'écarts proposés pour le Transporteur

Dans le cas du Transporteur et tel que proposé par la demanderesse⁵³, le GRAME est à priori en faveur de maintenir l'ensemble des comptes d'écart proposés, soit les comptes d'écart des revenus des services de transport de point à point et du coût de retraite.

Ajouts de comptes d'écart pour le Transporteur

Le GRAME n'a pas d'autre compte d'écart à proposer pour le moment. Il réserve sa position finale en fonction de la décision de la Régie sur la question préliminaire concernant la conformité du MTÉR avec le mécanisme incitatif prévu à 48.1 de la Loi.

II. Risques du MTÉR en lien avec la proposition de taux de rendement des capitaux propres

Pour conclure, bien que le GRAME n'aborde pas directement la question de la modification du taux de rendement des capitaux propres, le GRAME constate que le présent MTÉR, tel que proposé, constitue un rendement additionnel direct pour les Demandeurs et devrait être pris en compte dans la détermination du taux de rendement des Demandeurs, puisque notamment les risques avancés par les Demandeurs quant à la réalisation d'écarts négatifs ne sont pas soutenus par une preuve justifiant ces risques.

Donc, à moins d'une modification significative de la méthode de partage des écarts de rendement, le GRAME recommande de tenir compte de ces écarts dans la détermination du taux de rendement des capitaux propres des Demandeurs.

⁵³ R-3842-2013, B-004, page 25

III. MTÉR et Loi 16

Concernant le MTÉR et les modifications apportées au cadre réglementaire par l'adoption de la Loi 16, le GRAME est d'avis que si la Régie venait à conclure que le MTER ne répond pas à l'exigence introduite par la Loi 16 d'établir un mécanisme de réglementation incitative (art. 48.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie), le gouvernement pourra fixer les charges d'exploitation des demandeurs et ce, bien qu'un MTÉR soit mis en place par les Demandeurs et entériné par la Régie.

Compte tenu de l'état d'avancement de la demande et du fait que présentement les Demandeurs conservent la totalité des écarts, le GRAME soumet qu'il est de l'intérêt public de poursuivre la démarche initiée au présent dossier, et cela, quelle que soit la décision de la Régie à l'égard de la question préliminaire.