

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2015-018

R-3905-2014

6 mars 2015

PRÉSENTS :

Louise Pelletier

Louise Rozon

Pierre Méthé

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2015-2016*

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Association des professionnels de la construction et de l'habitation du Québec (APCHQ);

Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);

Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Corporation des propriétaires immobiliers du Québec (CORPIQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Union des consommateurs (UC);

Union des municipalités du Québec (UMQ);

Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX	8
LEXIQUE	10
INTRODUCTION.....	13
1. CONTEXTE.....	14
1.1 Demande tarifaire 2015-2016 du Distributeur	14
1.2 Décrets du gouvernement du Québec	17
2. MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	21
2.1 Stratégie tarifaire	21
2.2 Collaboration avec les associations de consommateurs.....	23
2.3 Ententes de paiement.....	24
2.4 Plan global en efficacité énergétique	29
2.5 Centre d'accompagnement pour les MFR.....	33
3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE	34
3.1 Évaluation des indicateurs d'efficacité en termes de coûts.....	34
3.2 Évaluation des indicateurs de performance en termes de qualité de service	38
3.3 Révision des indicateurs de qualité de service	40
3.4 Exercices de balisage externe.....	48
3.5 Efficacité des fournisseurs internes du Distributeur	50
3.6 Efficacité du Centre de services partagés.....	51
3.7 Efficacité du groupe Technologie	52

4.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES	53
4.1	Normes internationales d'information financière	53
4.2	Résultats de l'exercice de révision des durées d'utilité	55
4.3	Rémunération des comptes d'écarts et de report.....	57
4.4	Modification des modalités de disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de <i>pass-on</i>	94
5.	PARAMÈTRES FINANCIERS	100
5.1	Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres	100
5.2	Coût moyen de la dette.....	101
5.3	Taux de rendement de la base de tarification.....	102
5.4	Coût du capital prospectif	103
6.	PRÉVISION DES VENTES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	104
7.	COÛTS ÉVITÉS	109
7.1	Coûts évités en réseau intégré	109
7.2	Coûts évités en réseaux autonomes.....	112
8.	APPROVISIONNEMENTS	117
8.1	Approvisionnement en électricité.....	117
8.2	Achats d'électricité.....	124
9.	SERVICE DE TRANSPORT	126
10.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE	128
10.1	Charges d'exploitation	129
10.2	Autres charges	156
10.3	Frais corporatifs.....	166

10.4	Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation.....	167
11.	BASE DE TARIFICATION.....	169
12.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2015.....	173
12.1	Sommaire des investissements.....	173
12.2	Suivi du Projet LAD.....	179
12.3	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.....	183
13.	PGÉE 2015.....	185
13.1	Suivi des résultats 2013 et anticipés pour 2014.....	185
13.2	Demande budgétaire du PGÉE 2015.....	186
13.3	Rentabilité des programmes et impact tarifaire.....	187
13.4	Enjeux spécifiques à certains programmes.....	189
13.5	Évaluation des programmes par voie administrative.....	196
14.	REVENUS REQUIS.....	197
15.	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ.....	200
16.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	200
17.	CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ.....	201
17.1	Modifications de nature terminologique.....	203
17.2	Modifications relatives à l'alimentation.....	205
17.3	Modifications relatives à l'abonnement.....	207
17.4	Frais d'interruption et de remise sous tension.....	212
17.5	Ajustement relatif à la disponibilité d'une entrée électrique de 320 A.....	214

18.	TARIFS DE DISTRIBUTION	214
18.1	Ajustement tarifaire pour l'année 2015-2016	214
18.2	Nouvelle formule d'établissement du prix de l'électricité additionnelle.....	222
18.3	Conditions d'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture au tarif LG.....	224
18.4	Conditions d'admissibilité du tarif de maintien de la charge.....	225
18.5	Mesures transitoires liées à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale au tarif LG	225
18.6	Modalités applicables aux réseaux municipaux ayant des clients au tarif LG ou au tarif L	227
18.7	Modification de la définition de la puissance maximale appelée pour tenir compte, dans tous les cas, de la puissance apparente	230
18.8	Abrogation du tarif de transition – fabrication de neige et des modalités propres aux activités d'hiver au tarif M.....	231
18.9	Service Signature.....	231
18.10	Suivi de l'extension au secteur agricole des tarifs DT et d'électricité additionnelle	232
18.11	Suivi de la mise à jour des tarifs applicables au nord du 53 ^e parallèle	236
18.12	Dispositions tarifaires visant le développement économique	238
18.13	Autres modifications	248
19.	HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE	251
20.	PISTES D'AMÉLIORATION LIÉES AU PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE.....	254
	DISPOSITIF	256

LISTE DES TABLEAUX

Figure 1 Ajustement tarifaire 2015-2016 demandé par le Distributeur.....	15
Tableau 1 Programmes incluant la mesure « Fenêtres Energy Star »	30
Tableau 2 Coût total par abonnement	36
Tableau 3 Dépenses en exploitation par abonnement.....	36
Tableau 4 Écart de prévisions – indicateurs d’efficacité du Distributeur.....	37
Tableau 5 Soldes des comptes d’écarts et de report	87
Tableau 6 Comptes de <i>pass-on</i> 2013 et 2014	99
Tableau 7 Coût moyen de la dette applicable aux actifs autres que les CER.....	102
Tableau 8 Taux de rendement de la base de tarification	103
Tableau 9 Coût du capital prospectif	104
Tableau 10 Comparaison des indicateurs coûts évités en puissance	111
Tableau 11 Coûts évités par réseaux autonomes – Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2014.....	113
Tableau 12 Besoins en énergie	118
Tableau 13 Besoins en puissance.....	119
Tableau 14 Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.....	120
Tableau 15 Achats d’électricité	125
Tableau 16 Service de transport.....	126
Tableau 17 Coûts de distribution et des SALC.....	128
Tableau 18 Charges d’exploitation.....	129
Tableau 19 Masse salariale et effectifs	130
Tableau 20 Salaires de base	134
Tableau 21 Services professionnels et autres	136
Tableau 22 Groupe Technologie.....	138
Tableau 23 Charges d’exploitation selon l’approche globale.....	141
Tableau 24 Coûts capitalisés.....	143

Tableau 25 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	147
Tableau 26 Coût de retraite.....	148
Tableau 27 Dépense de mauvaises créances 2009-2015 (en M\$)	150
Tableau 28 DMC et taux de la DMC sur les ventes 2009-2015	151
Tableau 29 Éléments spécifiques.....	154
Tableau 30 Autres charges.....	156
Tableau 31 Détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs (en M\$).....	161
Tableau 32 Détail des charges relatives au BEIÉ (en M\$)	165
Tableau 33 Frais corporatifs	167
Tableau 34 Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	168
Tableau 35 Base de tarification	169
Tableau 36 Contributions à des projets de raccordement (en M\$).....	171
Tableau 37 Sommaire des investissements 2015 (en M\$).....	174
Tableau 38 Projets inférieurs à 10 M\$ par catégories d'investissement (en M\$)	175
Tableau 39 Investissements de maintien des actifs en RA (en M\$)	177
Tableau 40 Investissements liés à la croissance de la demande en RA (en M\$).....	177
Tableau 41 Impact sur les revenus requis du Projet LAD.....	180
Tableau 42 Résultats anticipés du PGEÉ pour 2014	185
Tableau 43 Budgets annuels d'investissement du PGEÉ – 2015 et rétrospective.....	187
Tableau 44 Résultats des tests économiques du PGEÉ	188
Tableau 45 Budgets et objectifs 2015 du PGEÉ – Marché Résidentiel	190
Tableau 46 Évolution du nombre d'adhésions et de retraits au tarif DT.....	194
Tableau 47 Revenus requis 2015	198
Tableau 48 Estimé des revenus requis 2015.....	199
Tableau 49 Revenus autres que les ventes d'électricité.....	200
Tableau 50 Estimé de la hausse tarifaire autorisée 2015	252

LEXIQUE

Distributeur :	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;
Producteur :	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité;
Régie :	Régie de l'énergie;
Transporteur :	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité;
AINC :	Approche intégrée – nouvelle construction;
BEIÉ :	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques;
BNC :	Banque Nationale du Canada;
CCÉG :	Coalition canadienne d'énergie géothermique;
CDSÉ :	Conditions de service d'électricité;
CER :	comptes d'écarts et de report;
CE3É :	Chauffe-eau à trois éléments;
CFR :	clients à faible revenu;
CMPC :	coût moyen pondéré du capital;
CNC :	Conseil des normes comptables;
CNG :	compteurs de nouvelle génération;
CSP :	Centre de services partagés;
DDR :	demande de renseignements;
DMC :	dépense de mauvaises créances;
ETC :	équivalents à temps complet;
FU :	facteur d'utilisation;
GDP :	gestion de la demande en puissance;
GES :	gaz à effet de serre;
IAS :	International Accounting Standards;
IDÉE :	Initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation;
IFRS :	Normes internationales d'information financière;
IMA :	infrastructure de mesurage avancé;
LAD :	Lecture à Distance;

LTÉ :	Laboratoire des technologies de l'énergie;
MFR :	ménages à faible revenu;
MÉRN :	ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles;
OÉA :	option d'électricité additionnelle;
OIEÉB :	Offres intégrées en efficacité énergétique pour les bâtiments;
OIEÉSI :	Offres intégrées en efficacité énergétique pour les systèmes industriels;
OINC :	Offre intégrée – Nouvelle construction;
PCGR :	principes comptables généralement reconnus;
PFM :	puissance à facturer minimale;
PGEÉ :	Plan global en efficacité énergétique;
PISTE :	Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces;
PME :	petites et moyennes entreprises;
PTÉ :	potentiel technico-économique;
PUEÉRA :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes;
RA :	réseaux autonomes;
RCED :	récupération de la chaleur des eaux de drainage;
RVI :	réponse vocale interactive;
SALC :	services à la clientèle;
SPEDE :	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre;
TAÉ :	tout-à-l'électricité;
TDÉ :	tarif de développement économique;
TI :	technologies de l'information;
TIC :	technologie de l'information et des communications;
TNT :	test de neutralité tarifaire;
TRCP :	taux de rendement sur les capitaux propres;
US GAAP :	principes comptables généralement reconnus des États-Unis;
WTI :	West Texas Intermediate.

Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar(s) canadien(s)
GWh	gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
k	kilo (mille)
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
M	méga (million)
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

INTRODUCTION

[1] Le 5 août 2014, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 30, 31 (1°), 32, 34, 48, 49, 50, 51, 52.1, 52.2, 52.3 et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016.

[2] Le 6 août 2014, la Régie rend sa décision D-2014-133. Elle demande notamment au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de cette demande.

[3] Le 16 septembre 2014, la Régie rend sa décision D-2014-160, par laquelle elle accorde le statut d'intervenant à 15 personnes intéressées, précise les enjeux et encadre les interventions au présent dossier.

[4] Le 26 septembre 2014, le Distributeur dépose un complément de preuve, en conformité avec la décision D-2014-160, visant des modifications aux *Conditions de service d'électricité* (les CDSÉ).

[5] Le 15 octobre 2014, le Distributeur dépose un second complément de preuve afin d'introduire, pour approbation, de nouvelles mesures tarifaires visant le développement économique.

[6] Le 10 novembre 2014, le Distributeur dépose un complément de preuve additionnel sur les mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu (MFR).

[7] Le 25 novembre 2014, le Distributeur dépose un rapport d'expertise de la firme Concentric Energy Advisors, Inc. (Concentric) sur la rémunération des comptes d'écart.

[8] L'audience se tient du 5 au 19 décembre 2014. La Régie entame son délibéré le 19 décembre 2014.

¹ RLRQ, c. R-6.01.

[9] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016.

1. CONTEXTE

1.1 DEMANDE TARIFAIRE 2015-2016 DU DISTRIBUTEUR

[10] Lors du dépôt de sa demande, le Distributeur propose une hausse moyenne de 3,9 % de l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L applicable uniquement aux grands clients industriels et pour lesquels la hausse tarifaire serait de 3,5 %. Cet ajustement tarifaire, applicable à compter du 1^{er} avril 2015, permettra au Distributeur de percevoir des revenus additionnels requis qu'il évalue à 406 M\$ pour l'année tarifaire 2015-2016.

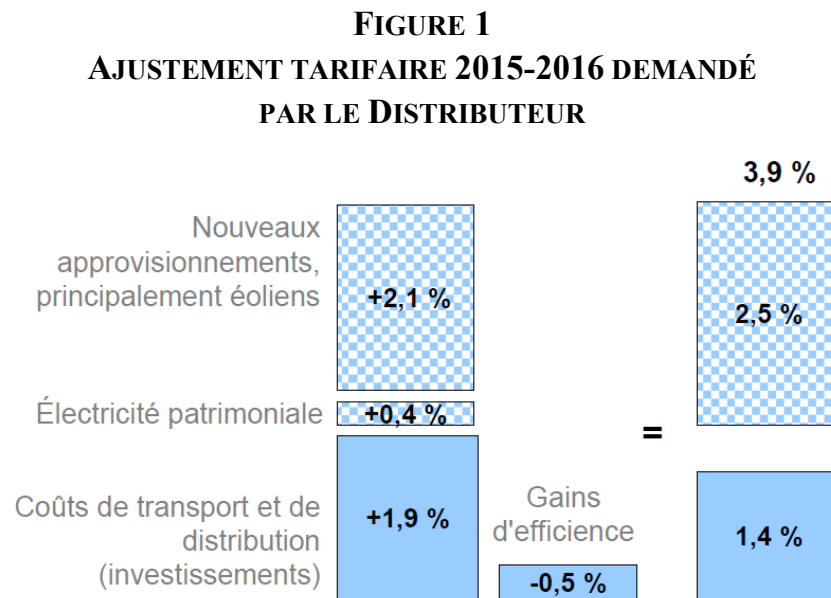
[11] Le Distributeur présente un dossier tarifaire marqué par de fortes pressions à la hausse sur son coût de service, dont les plus appréciables proviennent des achats d'électricité. Il indique que les conditions climatiques très rigoureuses auxquelles le Québec a fait face lors de l'hiver 2013-2014 se sont traduites par des volumes importants d'achat d'énergie additionnels à des prix élevés sur les marchés de court terme, entraînant ainsi un report de coûts majeur à récupérer en 2015. Le compte d'écarts sur les approvisionnements (*pass-on*), créé à cette fin, affiche, au 31 décembre 2014, un solde de 380 M\$.

[12] Compte tenu du caractère exceptionnel des coûts d'approvisionnement découlant des conditions climatiques extrêmes de l'hiver 2013-2014, le Distributeur propose de disposer, de façon ponctuelle, du solde inscrit au compte de *pass-on* sur cinq ans, à compter de 2016, plutôt que de le verser intégralement dans le coût de service de 2015, comme l'exigerait la pratique reconnue. Cette proposition permet de limiter l'ajustement tarifaire demandé pour le 1^{er} avril 2015 à 3,9 %. N'eut été de cette proposition, la hausse tarifaire demandée aurait été de 7,6 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L, pour lequel la hausse tarifaire aurait été de 7,3 %².

² Pièce B-0070, p. 25.

[13] Le 4 décembre 2014, le Distributeur dépose la mise à jour du coût moyen de la dette et du taux de rendement de la base de tarification, à partir des données du *Consensus Forecasts* de novembre 2014³. Cette mise à jour a pour effet de diminuer les revenus additionnels requis de 5 M\$. La hausse tarifaire demandée pour l'année tarifaire 2014-2015 demeure à 3,9 % pour l'ensemble des tarifs et à 3,5 % pour le tarif L.

[14] La figure suivante présente le détail de l'ajustement tarifaire 2015-2016 demandé par le Distributeur.



Source : Pièce B-0005, p. 6.

[15] Le Distributeur explique la hausse tarifaire demandée de 3,9 % par les éléments suivants :

- l'augmentation des coûts des approvisionnements découlant des programmes d'achats dictés par le gouvernement du Québec (le Gouvernement) contribue pour 2,1 % à l'augmentation demandée de 3,9 %. Cette augmentation s'explique majoritairement par la mise en service des parcs éoliens et, dans une moindre mesure, par les projets de production à partir de la biomasse et de petites centrales hydroélectriques⁴;

³ Dossier R-3842-2013, décision D-2014-034, p. 68, par. 273.

⁴ Pièce B-0070, p. 4.

- l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale en vertu de la Loi compte pour 0,4 % de l'augmentation demandée;
- les ajouts aux réseaux de transport et de distribution pour répondre à la croissance de la demande d'électricité des marchés résidentiel et commercial québécois, de même que les travaux pour assurer la pérennité des actifs et les projets pour mieux servir les clients, induisent une pression tarifaire à la hausse de 1,9 %;
- une partie de ces coûts est compensée par des gains d'efficience additionnels du Distributeur et d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) d'environ 50 M\$ qui profiteront à la clientèle à compter de 2015, en réduisant l'ajustement tarifaire de 0,5 %⁵.

[16] Pour 2015, le Distributeur prévoit des investissements de 844 M\$. Le coût associé aux projets inférieurs à 10 M\$ s'élève à 551 M\$, comparativement à l'enveloppe de 569 M\$ autorisée pour 2014. La réduction de 18 M\$ de l'enveloppe consacrée à ce type de projets découle, entre autres, de la révision des priorités des besoins du réseau et de la gestion rigoureuse des heures supplémentaires.

[17] Pour 2015, le Distributeur entend consacrer un montant de 135 M\$ à la réalisation des programmes d'efficacité énergétique, soit le même montant que celui approuvé pour 2014. Par ses efforts, il souhaite contribuer à 546 GWh d'économies d'énergie additionnelles. Cette contribution porte à 8,8 TWh le total cumulé des économies d'énergie à la fin de 2015, dépassant ainsi sa cible de 8 TWh pour 2015. Le budget demandé permettra de poursuivre les programmes et activités actuels pour les marchés résidentiel et d'affaires. Pour le marché d'affaires, le Distributeur compte, notamment, sur la mise en place de systèmes de gestion de l'énergie qui constitue une avenue prometteuse.

[18] Enfin, le Distributeur propose des ajustements aux *Tarifs et conditions du Distributeur* (les Tarifs) ainsi qu'aux CDSÉ.

[19] Au chapitre des Tarifs, le Distributeur indique que l'ajustement tarifaire fera l'objet, comme à chaque année, d'une modulation à l'intérieur de chacun des tarifs, afin d'améliorer ou de préserver le signal de prix.

⁵ Pièce B-0005, p. 6.

[20] Par ailleurs, le Distributeur poursuit le rééquilibrage des tarifs généraux (G, M et LG), mais dans une moindre mesure, afin d'alléger la pression sur les petites et moyennes entreprises (PME), tout en visant des structures tarifaires mieux équilibrées.

[21] De plus, dans ses efforts visant à maintenir la compétitivité du secteur industriel, le Distributeur propose de revoir les modalités d'établissement du prix de l'électricité additionnelle, de façon à offrir des prix plus stables et prévisibles.

[22] Pour répondre aux préoccupations des réseaux municipaux, le Distributeur propose de prolonger de trois à cinq ans la période de transition pour l'application du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale (PFM) au tarif LG.

[23] Le Distributeur propose également de nouvelles dispositions tarifaires visant à favoriser le développement économique.

[24] Au chapitre des CDSÉ, le Distributeur propose des modifications pour mieux encadrer les demandes liées à l'alimentation électrique et pour mieux gérer son risque de crédit. De plus, dans un souci de simplification et d'efficience, il introduit de nouveaux prix forfaitaires et propose plusieurs modifications liées à l'abonnement.

1.2 DÉCRETS DU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

Décret 841-2014

[25] Le 24 septembre 2014, le Gouvernement a pris le décret 841-2014 *CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016*⁶.

⁶ Pièce A-0014.

[26] Ce décret se lit comme suit :

« IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles :

QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie qu'elle doit tenir compte, lors de la fixation des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016, des préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité :

- la capacité de payer des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie;

- l'orientation gouvernementale énoncée dans le Discours sur le budget 2014-2015 relativement aux gains d'efficacité demandés aux organismes gouvernementaux, dont Hydro-Québec;

- la priorité gouvernementale accordée à l'efficacité énergétique, en s'appuyant notamment sur les meilleures pratiques en ce domaine ».

[27] En ce qui a trait à la première préoccupation et en continuité avec les mesures déjà déployées, le Distributeur propose une bonification de son offre de services visant à aider la clientèle des MFR, incluant des changements aux interventions en efficacité énergétique qui leur sont destinées⁷.

[28] En ce qui a trait à la deuxième préoccupation, le Distributeur rappelle que l'atteinte des cibles d'amélioration des résultats fixées par le Gouvernement dans le budget 2014-2015 nécessitera un effort collectif de l'ensemble d'Hydro-Québec, incluant la division Distribution. Par ailleurs, le Distributeur précise que les efforts demandés par le Gouvernement pour 2014-2015 ne sont pas constitués en totalité de gains d'efficacité. Ces efforts devront plutôt se traduire en hausse du bénéfice net d'Hydro-Québec, réparti conformément au plan budgétaire du budget 2014-2015, soit 85 M\$ en revenus additionnels à l'exportation, 50 M\$ en gains d'efficacité et 15 M\$ provenant d'un gel de la masse salariale.

⁷ Pièce B-0125.

[29] Le Distributeur précise que les gains d'efficacité identifiés pour 2014 ou 2015 ont été ou seront totalement remis à sa clientèle et ont déjà été pris en compte dans l'établissement de ses revenus requis. Pour l'année 2014, le Distributeur avait été en mesure d'identifier des gains totaux d'efficacité remis à la clientèle, s'élevant à 113 M\$ pour 2014. Pour l'année témoin 2015, il prévoit des gains d'efficacité additionnels de 1,5 % liés à sa gestion courante, soit 18 M\$. Il prévoit, de plus, réaliser des gains supplémentaires de 15 M\$ découlant d'actions structurantes relatives au projet Lecture à Distance (Projet LAD). Ces gains récurrents sont entièrement remis à la clientèle, puisque déduits des revenus additionnels requis pour 2015.

[30] Le Distributeur souligne toutefois que, dans son budget 2014-2015, le Gouvernement a mentionné son intention de mettre en place une mesure transitoire lui permettant de reporter, jusqu'au retour à l'équilibre budgétaire, l'application du mécanisme de traitement des écarts de rendement du Distributeur pour les clients québécois. Dans ce contexte spécifique, l'écart de rendement qui sera réalisé en 2014 par le Distributeur, en raison notamment de gains d'efficacité constatés *a posteriori*, contribuera aux efforts demandés par le Gouvernement.

[31] Quant à la troisième préoccupation, le Distributeur rappelle que l'efficacité énergétique est au cœur de ses orientations. Son portefeuille d'interventions est conçu de façon à tenir compte de plusieurs paramètres, notamment la rentabilité des programmes, mais également l'impact tarifaire de ces activités. Dans le contexte d'affaires actuel, notamment la préoccupation gouvernementale relative à l'évolution des tarifs, le Distributeur juge raisonnable de ne pas exercer de pression supplémentaire sur les tarifs en augmentant ses efforts en efficacité énergétique⁸.

Décret 1013-2014

[32] Le 19 novembre 2014, le Gouvernement a pris le décret 1013-2014 *CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de l'établissement d'un tarif de développement économique*⁹.

⁸ Pièce B-0081, p. 4 à 7.

⁹ Pièce A-0048.

[33] Le décret se lit comme suit :

« IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles :

QUE soient indiquées à la Régie de l'énergie, à l'égard de l'établissement d'un tarif de développement économique, les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes :

1. l'électricité excédentaire dont dispose Hydro-Québec devrait être exploitée comme un avantage concurrentiel afin d'attirer des investissements dans des secteurs d'activités porteurs de développement économique, et l'introduction de nouvelles dispositions tarifaires pourrait se révéler un facteur clé dans la décision de réaliser de tels investissements au Québec;

2. l'admissibilité à de nouvelles dispositions tarifaires visant le développement économique devrait être limitée :

a) aux secteurs d'activités présentant un potentiel d'augmentation de capacité de production pour des projets d'investissement caractérisés par une utilisation intensive d'électricité; et

b) à des projets présentant un potentiel d'ajout net de nouvelles charges, selon une évaluation mettant à profit, notamment, les connaissances et l'expertise des instances gouvernementales;

l'admissibilité des projets de centres d'hébergement de données devrait aussi être limitée aux projets à forte valeur ajoutée afin de maximiser les retombées économiques au Québec ».

[34] Le Distributeur propose d'introduire, en 2015, un tarif de développement économique (TDÉ) à l'intention de la clientèle de moyenne et de grande puissance (clients actuels et nouveaux clients) oeuvrant dans des secteurs d'activité porteurs de développement économique pour de nouvelles charges d'au moins 1 000 kW. Ce nouveau

tarif prend la forme d'une réduction par rapport au tarif régulier applicable. Cette offre tarifaire compétitive de moyen terme, combinée aux initiatives gouvernementales visant les nouvelles industries, permettra de favoriser la croissance des ventes d'électricité, générant ainsi des revenus additionnels, au bénéfice de l'ensemble des clients du Distributeur, et des retombées économiques pour le Québec¹⁰.

2. MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[35] Considérant les préoccupations du Gouvernement et en continuité avec les mesures déjà déployées, le Distributeur propose une bonification de son offre de services visant à aider les MFR¹¹.

2.1 STRATÉGIE TARIFAIRE

[36] Selon le Distributeur, la stratégie actuelle pour les tarifs domestiques permet de rencontrer les préoccupations du Gouvernement énoncées dans le décret 841-2014, soit de tenir compte de la capacité de payer des MFR qui éprouvent des difficultés à faire face aux hausses du coût de l'énergie et de favoriser l'efficacité énergétique¹².

[37] Le Distributeur indique qu'étant donné qu'une plus grande proportion des ménages dont le revenu est plus faible est également constituée de ménages qui consomment moins d'électricité, la stratégie tarifaire, qui consiste à hausser deux fois plus le prix de la deuxième tranche d'énergie des tarifs D et DM que celui de la première, permet d'atténuer l'impact de la hausse tarifaire pour les MFR, tout en améliorant le signal de prix pour favoriser les efforts en efficacité énergétique¹³.

¹⁰ Pièce B-0078.

¹¹ Pièce B-0125.

¹² Pièce B-0125, p. 5.

¹³ Pièce B-0125, p. 6.

[38] Le Distributeur affirme également que les impacts tarifaires peuvent aussi être atténués par l'adoption de mesures d'efficacité énergétique pour les MFR en difficultés de paiement¹⁴.

[39] Le ROEÉ croit que l'accroissement des investissements en efficacité énergétique pour la clientèle à faible revenu répond davantage aux préoccupations du Gouvernement¹⁵.

[40] L'UC réitère, dans le contexte du décret 841-2014, sa recommandation formulée en 2013 de ne pas reconduire la stratégie tarifaire du Distributeur pour les tarifs D et DM qui consiste à hausser deux fois plus le prix de la 2^e tranche en énergie que le prix de la 1^{ère} tranche, mais de reconnaître plutôt une hausse uniforme des prix des deux tranches en énergie¹⁶.

[41] Dans une réponse à la Régie qui demandait en quoi une hausse uniforme avantagerait les MFR, l'UC précise qu'elle permettrait d'atténuer l'augmentation tarifaire pour tous les ménages qui chauffent à l'électricité, allégeant ainsi le fardeau important que représente la facture de chauffage pour les MFR et les ménages à budget modeste.

[42] L'UC soumet également qu'à sa connaissance, « *bon nombre de ménages en processus de recouvrement sont des ménages à revenu modeste qui ont une consommation d'électricité importante, voire plus importante en moyenne que celle des clients du Distributeur prise dans son ensemble* »¹⁷.

[43] L'UC suggère également au Distributeur d'envisager l'instauration d'une 3^e tranche en énergie, non pas dans le but d'améliorer le signal de prix, mais bien d'alléger le fardeau financier des petits consommateurs.

¹⁴ Pièce B-0125, p. 6.

¹⁵ Pièce C-ROEÉ-0010, p. 7.

¹⁶ Pièce C-UC-0011, p. 12.

¹⁷ Pièce C-UC-0014, p. 3.

[44] Selon la Régie, une hausse uniforme des prix des deux tranches aiderait un peu les ménages qui chauffent à l'électricité, au détriment de ceux qui ne chauffent pas à l'électricité et qui devront payer plus cher pour la première tranche. Il n'a pas été démontré qu'une telle stratégie puisse soulager globalement l'ensemble des MFR, si tel est l'objectif.

[45] Selon l'hypothèse probable que la consommation à la première tranche représente une plus large part de la consommation totale chez les MFR que chez les ménages mieux nantis, une hausse uniforme des deux tranches pourrait, au contraire, entraîner un plus lourd fardeau aux MFR.

[46] La Régie rappelle que, conformément à sa décision D-2014-037¹⁸, la stratégie tarifaire du Distributeur fera l'objet d'une séance de travail au printemps 2015, au cours de laquelle les intervenants pourront présenter leurs points de vue et leurs recommandations, en vue de la révision d'une structure tarifaire devant être déposée au dossier tarifaire 2016-2017¹⁹. Le soutien aux MFR fait notamment partie des objectifs à prendre en compte lors de cette séance de travail.

2.2 COLLABORATION AVEC LES ASSOCIATIONS DE CONSOMMATEURS

[47] La Régie a pris connaissance des résultats du processus de collaboration du Distributeur avec les associations de consommateurs, afin de tenir compte de la capacité de payer des clients à faible revenu²⁰.

[48] OC propose la mise en place d'une Table unique (la Table) composée de représentants du Distributeur et des associations de consommateurs pour discuter des problématiques et enjeux reliés à toute la clientèle résidentielle. Elle croit que la Table ne devrait pas être limitée aux enjeux des MFR²¹.

¹⁸ Dossier R-3854-2013 Phase 1.

¹⁹ Voir la section 18.1.3.

²⁰ Pièce B-0125, p. 6 et 7.

²¹ Pièce C-OC-0013, p. 8, par. 24 et 25.

[49] OC fait aussi valoir que les associations de consommateurs jouent un rôle essentiel d'intermédiaires entre le Distributeur et les clients en difficultés de paiement, lors de la négociation d'ententes. Elle croit qu'il serait opportun de les financer adéquatement dans ce rôle²².

[50] La Régie invite le Distributeur et les associations de consommateurs à se regrouper autour de la Table, dotée d'un mandat élargi, qui leur permettrait d'aborder non seulement les enjeux relatifs aux MFR, mais aussi ceux qui affectent toute la clientèle résidentielle.

[51] La Régie reconnaît le rôle joué par les associations de consommateurs dans la négociation entre les MFR en difficultés de paiement et le Distributeur. **Elle invite ce dernier à évaluer la possibilité de financer les associations qui pourraient collaborer activement à la mise en œuvre de sa stratégie MFR au-delà de leur participation à la Table.**

2.3 ENTENTES DE PAIEMENT

Modifications proposées aux ententes personnalisées

[52] Le Distributeur offre trois types d'entente aux MFR en difficultés de paiement, à savoir les ententes clients à faible revenu (ententes CFR), l'entente personnalisée volet A et l'entente personnalisée volet B. Cette dernière vise les clients les plus démunis et leur offre non seulement une radiation de leur dette, mais aussi un soutien au paiement de leur consommation courante²³.

[53] Le Distributeur propose de bonifier son offre de soutien aux MFR en recouvrement qui ont un très faible revenu et pour qui le versement de l'entente personnalisée volet B demeure un fardeau important²⁴. De plus, il souhaite encourager davantage de clients à poursuivre leurs efforts de paiement.

²² Pièce C-OC-0013, p. 7 et 8, par. 21 à 23.

²³ Pièce B-0125, p. 8.

²⁴ Pièce B-0125, p. 9.

[54] Le Distributeur propose deux modifications :

- l'introduction d'une notion de taux d'effort, soit le ratio du paiement sur le revenu, dans la détermination du soutien au paiement de la facture, de façon à ramener, pour certains clients, le paiement dû en deçà de 50 % de leur facture mensuelle de consommation;
- un effacement graduel de la dette consécutive au paiement de chaque facture²⁵.

[55] OC est favorable à ces deux modifications. Au sujet du taux d'effort, cependant, elle est d'avis qu'il doit nécessairement tenir compte du revenu net (et non brut) ainsi que du loyer, souvent l'élément incompressible le plus important d'un budget²⁶.

[56] La Régie juge que les modifications aux ententes personnalisées proposées par le Distributeur sont susceptibles d'alléger le fardeau de certains clients qui ont un très faible revenu, et les approuve.

[57] Au sujet du taux d'effort, la Régie invite le Distributeur à tenir compte de la recommandation d'OC, soit de considérer le loyer et le revenu net dans l'évaluation du taux d'effort.

Mesures d'optimisation des ententes personnalisées

[58] Le Distributeur propose des mesures d'optimisation des ententes personnalisées. Ces mesures sont prévues au budget de 25,8 M\$ de sa stratégie pour la clientèle à faible revenu. Selon lui, ces mesures rejoignent les préoccupations du Gouvernement indiquées dans le décret 841-2014. Elles consistent en :

- la simplification de la validation des preuves de revenu;
- la simplification des entrevues et des encadrements;
- la mécanisation des appels d'accompagnement en cas de manquement de paiement;
- l'introduction de l'entente passerelle, afin de faciliter le retour progressif au paiement de la facture mensuelle régulière lorsque l'entente a été respectée²⁷.

²⁵ Pièce B-0125, p. 9.

²⁶ Pièce C-OC-0013, p. 6 et 7.

²⁷ Pièce B-0125, p. 9.

[59] OC juge que l'entente passerelle est une bonne idée qui va encourager le respect des ententes de paiement²⁸.

[60] La Régie prend acte des mesures mises en place par le Distributeur pour optimiser les ententes personnalisées et approuve le budget de 25,8 M\$ pour l'année témoin 2015.

Nouvelles fonctionnalités dans l'Espace client du site internet du Distributeur

[61] Le Distributeur annonce pour 2015 la venue de nouvelles fonctionnalités dans l'Espace client de son site internet, sans donner de détail²⁹. En réponse à une demande de renseignements (DDR) d'OC, le Distributeur décrit les deux types d'ententes de paiement sous forme de libre-service qu'il compte offrir :

- Le premier est l'entente régulière qui sera offerte dans l'Espace client sur internet aux clients n'ayant pas reçu d'avis d'interruption ou n'ayant pas échoué une entente dans l'année en cours. L'entente régulière permet de régler les sommes dues avant la date d'émission de la prochaine facture.
- Le second, qui sera offert dans l'Espace client sur internet et par réponse vocale interactive (RVI), est une confirmation de paiement pour les clients ayant reçu un avis d'interruption de service ou ayant subi l'interruption de service³⁰.

[62] OC est d'avis qu'il faut augmenter la variété des ententes de paiement en libre-service. Selon l'intervenante, il est important d'informer les clients que d'autres sortes d'ententes existent, notamment celles destinées aux MFR³¹.

[63] En audience, OC ajoute que la première entente de paiement offerte en libre-service par le Distributeur est intéressante, mais qu'elle sera d'une portée relativement limitée, parce qu'elle ne vise qu'à régler les sommes dues avant la date d'émission de la facture suivante³².

²⁸ Pièce C-OC-0013, p. 6.

²⁹ Pièce B-0023, p. 15 et 16.

³⁰ Pièce B-0096, p. 15 et 16.

³¹ Pièce C-OC-0013, p. 7.

³² Pièce A-0064, p. 272.

[64] Selon l'UC, ces efforts du Distributeur afin d'améliorer la flexibilité des ententes de paiement sont insuffisants et n'offrent aucun allègement au fardeau économique que rencontrent les ménages³³.

[65] Le Distributeur indique que les premières ententes en libre-service visent des transactions simples, afin d'assurer une mise en application rapide et efficace. Il souhaite apprendre de ce premier volet avant d'envisager le développement d'autres types de transactions en libre-service³⁴.

[66] La Régie juge les ententes de paiement offertes en libre-service utiles et encourage le Distributeur à développer d'autres types de transactions en libre-service.

Proposition par l'UC d'une entente de paiement « standard/universelle »

[67] Au sujet des MFR, la principale proposition de l'UC est une entente de paiement « standard/universelle ».

[68] Cette entente, qui serait offerte à tous les ménages en difficultés de paiement, pourrait durer plus d'un an, et son premier paiement ne dépasserait pas 20 % de la dette. Par opposition, l'entente présentement offerte par le Distributeur à ses clients qui ne se qualifient pas comme MFR ne peut dépasser un an et exige un premier paiement correspondant à 50 % de la dette.

[69] Les frais d'administration de l'entente proposée par l'UC seraient moindres que ceux qui sont présentement exigés par le Distributeur dans son entente optimale (14,4 %). Ces frais seraient de 5 %, soit l'équivalent du taux d'intérêt légal³⁵.

[70] De plus, l'UC juge que l'élargissement par le Distributeur du seuil MFR à 120 % du seuil de faible revenu de Statistique Canada est insuffisant pour inclure tous les ménages réellement dans le besoin. Elle recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de proposer à tous les ménages dont le revenu disponible (ajusté selon la

³³ Pièce C-UC-0022, p. 8.

³⁴ Pièce B-0096, p. 16.

³⁵ Pièce C-UC-0026, p. 10.

taille du ménage) est inférieur au revenu médian, l'entente de paiement standard, telle qu'elle le propose dans son mémoire, avec des frais d'administration nuls³⁶.

[71] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur souligne que toute nouvelle proposition nécessitera une analyse approfondie, notamment quant aux critères et aux impacts des mesures qui seraient proposées³⁷.

[72] Au sujet de l'aspect standard de l'entente proposée par l'UC, le Distributeur fait valoir que son expérience est à l'effet qu'il n'y a pas de standard dans les besoins des clients en recouvrement. Une telle entente ne permettrait pas d'adapter les modalités à la réalité particulière des divers clients³⁸.

[73] Quant à la durée de l'entente, le Distributeur juge que l'étalement au-delà d'un an d'une dette reliée à l'électricité pour l'ensemble des clients résidentiels ne constitue pas une gestion prudente du risque de crédit³⁹. Le risque relié à la durée de l'entente provient du fait que le Distributeur ne peut interrompre le service en période hivernale, au moment où la consommation est la plus élevée. Il importe que les sommes impayées soient recouvrées avant la prochaine période d'hiver, pour éviter que le client ne s'engage dans une spirale d'endettement⁴⁰.

[74] Le Distributeur rappelle que le rôle des frais d'administration est de servir d'incitatif au paiement des factures et que le taux utilisé ne doit pas s'éloigner de façon marquée du taux des autres entreprises, de manière à éviter que la clientèle ne privilégie le paiement des montants dus à d'autres fournisseurs au détriment de ceux dus au Distributeur⁴¹.

[75] La Régie souligne que l'entente proposée par l'UC couvre un segment très large de la clientèle du Distributeur, en ce qu'elle serait offerte à tous les ménages en difficultés de paiement.

³⁶ Pièce C-UC-0026, p. 10.

³⁷ Pièce B-0153, p. 13 et 14.

³⁸ Pièce B-0153, p. 13 et 14.

³⁹ Pièce B-0153, p. 13 et 14.

⁴⁰ Pièce B-0153, p. 13 et 14.

⁴¹ Pièce B-0153, p. 18.

[76] La Régie note aussi que tous les termes de l'entente proposée par l'UC comportent des changements par rapport à ceux de l'entente déjà offerte par le Distributeur à ses clients en difficultés de paiement qui ne se qualifient pas comme MFR. Elle juge que l'impact de l'ensemble de ces changements sur la dépense de mauvaises créances (DMC) du Distributeur pourrait être important et croit qu'il serait nécessaire d'évaluer soigneusement cet impact avant de faire quelque modification que ce soit.

[77] La Régie ne retient pas la nouvelle entente de paiement proposée par l'UC. Cependant, elle invite le Distributeur à faire preuve de souplesse dans l'application de son entente optimale, notamment en regard du montant minimum exigé lors du premier paiement et des conditions générales applicables.

[78] Quant au nouveau seuil de faible revenu suggéré par l'UC, la Régie estime qu'il devrait faire l'objet de discussions dans le cadre des travaux de la Table.

[79] Au sujet des frais d'administration, la Régie rappelle qu'ils sont établis à partir des fourchettes de référence des taux d'intérêt préférentiels de la Banque Nationale du Canada (BNC). Ces taux se situent depuis plusieurs années au bas de la première fourchette (7,99 % par an et moins) et, en conséquence, le taux des frais d'administration du Distributeur est demeuré à 14,4 %⁴².

[80] La Régie est préoccupée par l'écart important entre les frais d'administration exigés par le Distributeur et le taux préférentiel de la BNC. Elle demande au Distributeur de procéder à un balisage auprès d'entreprises de services publics, d'en déposer les résultats lors du prochain dossier tarifaire et, le cas échéant, de soumettre une proposition à la Régie.

2.4 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[81] Le Distributeur présente la façon dont les mesures du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) en faveur des MFR, qu'il a déployées de 2003 à 2014 et qui totalisent 46 M\$, continuent d'être pertinentes et répondent aux préoccupations exprimées par le

⁴² Article 12.3, alinéa e) des Tarifs.

Gouvernement dans le décret 841-2014⁴³. En 2015, le budget du PGEÉ visant spécifiquement les MFR s'élève à 8 M\$⁴⁴.

[82] Le Distributeur agit également au niveau de l'offre de produits et d'équipements, notamment en développant le volet « Remplacement de frigos énergivores » pour les clients à faible revenu et en déployant le volet « Multilogement » du programme « Thermostat électronique ». Par ailleurs, des mesures plus structurantes et durables, comme celles relatives à l'enveloppe des bâtiments (isolation des murs, fenêtres et entretoits), sont mises de l'avant avec le programme « Rénovation énergétique MFR ».

[83] Le tableau suivant illustre comment certaines mesures du PGEÉ sont adaptées au contexte des MFR. La Régie note la réponse du Distributeur à une question dans le cadre de l'examen du Rapport annuel 2013 sur le statut des fenêtres Energy Star.

TABLEAU 1
PROGRAMMES INCLUANT LA MESURE « FENÊTRES ENERGY STAR »

Programmes	Subvention directe d'HQD	Gain unitaire (kWh/ pi ²)	Superficie moyenne par participant *	Marchés visés
Fenêtres et portes-fenêtres du programme Mieux consommer	Non	2,5	Variable : entre 90 et 188 pi ²	Tous
Fenestration écoénergétique - multilogement	Oui – spécifique	6,1	105 pi ²	Plex et multi - réno
Offres Ménages à faible revenu - volets de rénovation énergétique				
- Social	Oui – spécifique	7,5	223 pi ²	Uni, Plex et multi - réno
- Coop	Oui – spécifique	7,5	459 pi ²	Uni, Plex et multi - réno
- OBNL	Oui – spécifique	7,5	467 pi ²	Uni, Plex et multi - réno
- Privé - municipalités	Oui – spécifique	7,5	334 pi ²	Uni, Plex et multi - réno
Offre intégrée en nouvelle construction (maisons efficaces)	Non	1,3	188 pi ²	Uni - NC
Soutien aux projets DUD	Oui – approche performance globale	Variable : selon la modélisation globale spécifique à chaque projet		Uni, Plex, multi - NC

* Peut varier selon différents facteurs, telles les conditions d'admissibilité de programme.
Le participant des volets Rénovation énergétique pour les MFR correspond à l'immeuble, et non à l'unité d'habitation.

Source : Rapport annuel 2013, pièce HQD-12, document 1, p. 38.

⁴³ Pièce B-0125, p. 10 à 12 et pièce B-0214, p. 5.

⁴⁴ Pièce B-0038, p. 8.

[84] La Régie note également les explications suivantes du Distributeur :

« Dans ce domaine, le Distributeur agit à tous les niveaux et auprès de tous les acteurs de ce marché. [...] Enfin, il offre de l'aide financière dans certains segments de marché lorsque qu'il est établi que ce moyen est nécessaire pour lever les barrières à l'adoption de produits plus efficaces »⁴⁵. [nous soulignons]

[85] Cette réponse montre qu'une même mesure peut faire l'objet d'actions différenciées, en fonction des différents segments de marché à l'intérieur desquels on peut distinguer les MFR. En effet, dans certaines niches de marché, il est possible d'observer des économies unitaires différentes qui peuvent justifier des aides plus importantes.

[86] À propos des mesures visant les fenêtres performantes, la Régie demande au Distributeur de prendre en considération l'extrait suivant de sa décision D-2014-201, ayant trait au secteur du gaz naturel, qui encourage l'ensemble des distributeurs et parties prenantes à échanger de l'information :

« [300] La Régie considère que le programme « PE124 Fenêtres Energy Star » s'applique à toutes les formes d'énergie. L'évaluation de cette mesure intéresse non seulement Gaz Métro et Gazifère, mais aussi HQD, le gouvernement du Québec et le gouvernement du Canada qui appuient également cette mesure à travers différents programmes ou réglementations relatifs à la rénovation et à la construction.

[301] Malgré les différences des modalités de leurs programmes respectifs et les possibles différences de résidences-types selon la source d'énergie, la Régie juge qu'il est de l'intérêt des différents distributeurs de partager les évaluations déjà existantes de cette mesure ou de réaliser une évaluation commune »⁴⁶.

[87] Pour répondre aux préoccupations du Gouvernement, et tenter de rejoindre cette clientèle, en forte proportion locataire, le Distributeur veut agir de pair avec les acteurs qui connaissent et qui agissent déjà auprès de cette clientèle.

⁴⁵ Rapport annuel 2013, pièce HQD-12, document 1, p. 38.

⁴⁶ Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision D-2014-201, p. 72.

[88] Des discussions ont été amorcées entre le Distributeur et le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ), afin de mieux arrimer les interventions et de proposer aux MFR une offre plus complète et mieux intégrée. Ainsi, le recours à des prestataires qui assureraient une livraison de programmes de type « clé en main » est envisagé par le Distributeur.

[89] Enfin, à la lumière des résultats du projet pilote en cours sur la gestion de la demande en puissance (chauffe-eau), le Distributeur pourra intégrer tout programme de gestion de la demande en puissance à son offre aux MFR.

[90] Le Distributeur ne propose donc pas de nouvelles mesures ou de nouveaux programmes à la suite du décret 841-2014 et ne réclame pas non plus de montant additionnel. En effet, les démarches visant les MFR peuvent être réalisées avec l'enveloppe budgétaire proposée pour le PGEÉ 2015 et avec les budgets du BEIÉ pour les interventions découlant de ses programmes. Un suivi des investissements sera fait lors du prochain dossier tarifaire.

[91] Le ROEÉ recommande des modifications à la stratégie tarifaire pour les clients résidentiels, afin d'améliorer le signal de prix et d'encourager l'efficacité énergétique, tout en protégeant les MFR.

[92] Le ROEÉ est cependant d'avis que la meilleure façon de tenir compte de « *la capacité de payer des ménages à faible revenu qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie* » demeure une approche fiscale via l'octroi d'un crédit d'impôt⁴⁷.

[93] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre sa stratégie MFR à l'intérieur du PGEÉ, notamment dans le cadre de ses actions conjointes avec le BEIÉ.

⁴⁷ Pièce C-ROEÉ-0012, p. 6.

2.5 CENTRE D'ACCOMPAGNEMENT POUR LES MFR

[94] Le Distributeur annonce qu'il envisage la mise en place d'un centre d'accompagnement pour les MFR, afin de regrouper l'ensemble des services qui leur sont offerts et d'en faciliter l'accès. Les clients pourraient y obtenir :

- la qualification pour les différents services;
- une entente de paiement adaptée à leur capacité de payer;
- un diagnostic de leur consommation d'électricité suivi d'une proposition de mesures visant la réduction de leur consommation⁴⁸.

[95] Dans son argumentation, OC estime qu'il s'agit d'une proposition intéressante, mais qu'il faudra porter une attention particulière aux fonctions et responsabilités de ce centre ainsi qu'aux ressources qui y seront consacrées⁴⁹. En audience, elle précise qu'il sera important de savoir comment ce centre sera mis en place et quelle formation sera donnée aux préposés, afin de répondre adéquatement aux consommateurs⁵⁰.

[96] La Régie accueille favorablement la proposition du Distributeur de mettre en place un centre d'accompagnement pour les MFR.

[97] En conclusion sur les mesures visant à soutenir les MFR, la Régie demande au Distributeur de déposer, pour le prochain dossier tarifaire, un rapport présentant un bilan des diverses activités réalisées.

⁴⁸ Pièce B-0125, p. 12.

⁴⁹ Pièce C-OC-0013, p. 6.

⁵⁰ Pièce A-0064, p. 266 et 267.

3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

3.1 ÉVALUATION DES INDICATEURS D'EFFICIENCE EN TERMES DE COÛTS

[98] Les indicateurs de coûts, tant ceux provenant du balisage interne que du balisage externe, sont utilisés par la Régie afin d'évaluer, d'une part, l'évolution des charges d'exploitation du Distributeur et, d'autre part, la somme des revenus additionnels requis pour l'année tarifaire 2015-2016.

[99] La Régie évalue ainsi, de manière globale, la performance du Distributeur en matière de contrôle des coûts, en utilisant l'ensemble des résultats des indicateurs de coûts présentés en preuve.

Balisage interne

[100] La Régie analyse à court et long termes les résultats des 12 indicateurs d'efficacité interne présentés par le Distributeur⁵¹. À cet égard, elle tient compte de l'objectif de performance du Distributeur de contenir, sur une période mobile de cinq ans, la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité interne sous le niveau de l'inflation, tout en conservant globalement le même niveau de qualité de service⁵².

[101] La Régie constate que le Distributeur a atteint l'objectif qu'il s'est fixé de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous l'inflation sur la période 2011-2015.

[102] Néanmoins, la Régie constate que la performance du Distributeur est marquée par des résultats qui sont supérieurs au taux d'inflation pour les deux dernières années de la période mobile de cinq ans, soit 2013-2014 et 2014-2015. En effet, pour 2013-2014, la croissance moyenne pour l'ensemble des indicateurs dépasse de plus de 1 % le taux d'inflation, tandis que pour 2014-2015, elle est plus du double du taux d'inflation⁵³.

⁵¹ Pièce B-0081, p. 8.

⁵² Pièce B-0009, p. 5.

⁵³ Pièce B-0009, p. 10 et 23.

[103] Le Distributeur explique ces résultats, notamment, par le devancement du déploiement du Projet LAD, par la DMC et par la disposition du compte d'écarts pour pannes majeures⁵⁴. Or, ces décisions d'affaires exercent une importante pression à la hausse sur les revenus requis pour l'année tarifaire 2015-2016.

[104] Considérant l'ensemble des résultats de balisage interne, la Régie est d'avis que l'objectif de performance du Distributeur est atteint sur la période 2011-2015, mais qu'il est possible que son niveau d'efficacité diminue à terme, compte tenu des plus récents résultats. **La Régie considère que l'évolution des indicateurs d'efficacité interne doit être surveillée, afin que le Distributeur continue d'afficher une performance satisfaisante au cours des prochaines années.**

Balisage externe

[105] La Régie souligne que les indicateurs de coûts présentés dans le cadre des exercices de balisage externe ont un lien direct avec les indicateurs d'efficacité interne. Le balisage externe est complémentaire au balisage interne, puisqu'il sert, conjointement avec le balisage interne, à évaluer le niveau raisonnable des revenus additionnels requis par le Distributeur.

[106] La Régie analyse ainsi les résultats des deux indicateurs de coûts présentés par le Distributeur dans le cadre de ces exercices de balisage qui ont été réalisés par la firme First Quartile Consulting. Les exercices de balisage regroupent entre 18 et 25 entreprises participantes par année sur la période 2008-2012⁵⁵.

[107] Les résultats des indicateurs de coûts du Distributeur, présentés ci-après, sont comparés à ceux de la moyenne des entreprises participant aux exercices de balisage externe sur la période 2008-2012.

⁵⁴ Pièce B-0009, p. 10.

⁵⁵ Pièce B-0009, p. 17.

TABLEAU 2
COÛT TOTAL PAR ABONNEMENT

(\$US)	2008	2009	2010	2011	2012	Moyenne mobile 5 ans	Croissance annuelle moyenne
HQD	239	225	230	236	227	231	-1,3%
Moyenne des entreprises	238	197	200	214	214	213	-2,6%

Source : Pièce B-0009, p. 18.

TABLEAU 3
DÉPENSES EN EXPLOITATION PAR ABONNEMENT

(\$US)	2008	2009	2010	2011	2012	Moyenne mobile 5 ans	Croissance annuelle moyenne
HQD	103	84	98	104	102	98	-0,2%
Moyenne des entreprises	95	77	75	81	92	84	-0,8%

Source : Pièce B-0009, p. 18.

[108] La Régie constate que la performance du Distributeur est inférieure à celle de la moyenne des autres entreprises participant aux exercices de balisage externe. Sur une période mobile de cinq ans, les écarts de performance sont considérables, alors que le coût total par abonnement du Distributeur est de 8,8 % supérieur à celui des autres entreprises participantes et que les dépenses en exploitation par abonnement sont de 16,9 % supérieures.

[109] À l'égard du coût total par abonnement, le Distributeur concède que sa performance est inférieure à celle des entreprises de comparaison, mais que l'écart de performance a tendance à se réduire depuis 2010⁵⁶.

[110] Quant aux dépenses en exploitation par abonnement, le Distributeur considère que l'écart de performance avec les entreprises de comparaison se maintient sur la période étudiée⁵⁷.

⁵⁶ Pièce B-0009, p. 17.

⁵⁷ Pièce B-0009, p. 18.

[111] **La Régie est d'avis que le Distributeur doit poursuivre ses efforts d'efficience, moderniser ses façons de faire et adopter les meilleures pratiques d'affaires de l'industrie.**

[112] **À cet égard, la Régie demande au Distributeur de produire un compte rendu détaillé sur les façons de faire et les meilleures pratiques d'affaires adoptées par l'industrie sur une période de cinq ans, de même que leurs impacts sur les résultats des indicateurs d'efficience (voir la section 3.4).**

Prévisions et résultats réels des indicateurs d'efficience interne

[113] La Régie a comparé les prévisions de l'ensemble des indicateurs de coûts de balisage interne faites par le Distributeur aux résultats réels obtenus de 2010 à 2014, tel que présenté au tableau suivant :

TABLEAU 4
ÉCART DE PRÉVISIONS – INDICATEURS D'EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR

<i>Résultats réels moins résultats prévus (%)</i>	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne 2010-2014	Médiane 2010-2014
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	-0,4%	-3,2%	-5,5%	-6,0%	-1,8%	-3,4%	-3,2%
CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	0,0%	-4,7%	-6,9%	-11,0%	-0,7%	-4,7%	-4,7%
IEN (\$) par abonnement	-1,2%	-0,8%	-2,6%	-1,3%	0,3%	-1,1%	-1,2%
Coût total SALC (\$) par abonnement	-8,7%	1,0%	-11,9%	-7,3%	-12,7%	-7,9%	-8,7%
CEN SALC (\$) par abonnement	3,7%	-2,0%	-11,3%	-11,8%	-14,9%	-7,2%	-11,3%
Coût total Distribution (\$) par abonnement	1,3%	-4,1%	-3,5%	-5,7%	0,9%	-2,2%	-3,5%
CEN Distribution (\$) par abonnement	-1,0%	-6,0%	-3,6%	-10,3%	7,0%	-2,8%	-3,6%
Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	-2,2%	-3,0%	-5,1%	-5,3%	-3,0%	-3,7%	-3,0%
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	-2,7%	-4,2%	-6,8%	-11,1%	-1,5%	-5,3%	-4,2%
CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	-1,5%	-5,7%	-4,3%	-11,4%	10,0%	-2,6%	-4,3%
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	0,6%	-5,3%	-4,8%	-5,7%	0,6%	-2,9%	-4,8%
IEN (k\$) par km de réseau	-1,6%	-1,9%	-4,2%	-1,8%	0,0%	-1,9%	-1,8%
ÉCART MOYEN POUR L'ENSEMBLE DES INDICATEURS	-1,1%	-3,3%	-5,9%	-7,4%	-1,3%	-3,8%	-3,9%
ÉCART - TAUX D'INFLATION	-0,2	0,9	-0,5	-0,1	0,0	0,0	-0,1

Sources : Pièce B-0081, p. 8; dossier R-3854-2013 Phase 1, pièce B-0013, p. 10; dossier R-3814-2012, pièce B-0025, p. 5; dossier R-3776-2011, pièce B-0026, p. 5;

dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-7, document 2, p. 7 et dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-7, document 2, p. 6.

CEN : charges d'exploitation nettes; IEN : immobilisations en exploitation nettes; SALC : services à la clientèle.

[114] La Régie constate que les résultats réels des indicateurs de coûts sont globalement inférieurs à ceux prévus à l'origine par le Distributeur. En effet, de 2010 à 2014, soit une période de cinq ans, les coûts par abonnement, par kilowattheure ou par kilomètre de réseau, sont en moyenne inférieurs de 3,8 % à ceux qui étaient anticipés par le Distributeur.

[115] Le calcul de la médiane renforce ce constat, alors que, par définition, 50 % des prévisions de résultats d'indicateurs du Distributeur ont un écart de 3,9 % ou plus par rapport aux résultats réels.

[116] La Régie considère donc qu'une sous-estimation récurrente du Distributeur de sa propre performance ou, en d'autres termes, une surestimation année après année des coûts par abonnement, par kilowattheure et par kilomètre de réseau a pour conséquence que les revenus additionnels requis demandés pour l'année tarifaire 2015-2016 sont trop élevés.

3.2 ÉVALUATION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE EN TERMES DE QUALITÉ DE SERVICE

[117] Les indicateurs de qualité de service provenant des exercices de balisages interne et externe servent à évaluer si la qualité de service offerte par le Distributeur s'améliore globalement d'une année à l'autre, ou du moins se maintient.

[118] Le Distributeur indique qu'il vise à conserver globalement le même niveau de qualité de service sur une période mobile de cinq ans, tout en contenant la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs d'efficience sous l'inflation⁵⁸.

[119] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2009 à 2013, soit une période mobile de cinq ans, de même que les résultats du premier semestre de 2014⁵⁹. Il présente également, dans le cadre des exercices de balisage externe, les résultats de deux indicateurs de continuité de service compilés par la firme First Quartile Consulting sur la période 2008-2012.

⁵⁸ Pièce B-0009, p. 9.

⁵⁹ Pièce B-0009, p. 12 et pièce B-0177, p. 4.

[120] Le Distributeur considère que la satisfaction de la clientèle résidentielle se maintient, alors que celle des clients Grands comptes et Affaires-autres est à la hausse. Au niveau de la fiabilité du service, il souligne certaines améliorations. Il en va de même pour les indices de qualité de service, bien que le Distributeur reconnaisse que certains ajustements doivent être apportés quant au délai moyen de raccordement.

[121] En ce qui a trait aux indices de continuité de service présentés dans le cadre du balisage externe, le Distributeur explique que l'écart défavorable constaté depuis 2009 au plan de la continuité de service normalisée est attribuable au nombre plus élevé d'événements climatiques considérés normaux (chutes de neige, vents forts et autres) qu'il a connus par rapport à la moyenne des entreprises participantes⁶⁰.

[122] L'ACEFO indique que la performance du Distributeur est inférieure à celle de la moyenne des entreprises participantes⁶¹.

[123] L'AHQ-ARQ souligne que la performance du Distributeur est en baisse quant à la satisfaction de la clientèle résidentielle et du délai moyen de réponse téléphonique. L'intervenant souligne également la position, sous la moyenne, qu'occupe le Distributeur pour l'indice de continuité normalisé relatif au balisage externe. L'AHQ-ARQ constate donc le besoin, pour le Distributeur, d'améliorer les résultats de ses indicateurs de qualité de service⁶².

[124] L'APCHQ s'interroge sur les résultats des indices de satisfaction de la clientèle. L'intervenante indique qu'un récent sondage mené auprès de ses membres révèle que seulement 42 % des entrepreneurs sont satisfaits des services reçus, notamment en ce qui a trait aux demandes d'alimentation⁶³. Pour l'APCHQ, il y a donc lieu de demander au Distributeur d'expliquer ces écarts de résultats et, le cas échéant, d'y remédier.

⁶⁰ L'indice de continuité normalisé est calculé à partir de l'indice de continuité brut, duquel sont retirées les minutes et heures affectées par un événement majeur, selon une méthode définie.

⁶¹ Pièce C-ACEFO-0011, p. 22 à 24.

⁶² Pièce C-AHQ-ARQ-0014, p. 53.

⁶³ Pièce C-APCHQ-0013, p. 8 et 9.

[125] L'UMQ « constate que la qualité de service du Distributeur s'est détériorée sur plusieurs aspects dans les dernières années. Sans revenir sur les délais de réalisation des demandes d'alimentation, la lecture des indicateurs de qualité permet de constater que le délai moyen de réponse téléphonique, l'indice de continuité ainsi que le taux de fréquence des accidents de travail se dégradent depuis 2010 [note de bas de page omise] »⁶⁴. L'intervenante ajoute que la qualité de service offerte quotidiennement par le Distributeur est des plus importantes pour ses affaires et centrale à la nature de sa mission.

[126] La Régie constate que, dans son ensemble, la qualité de service du Distributeur se maintient à long terme, mais qu'elle se détériore à court terme, notamment au plan du délai moyen de raccordement et des délais moyens de réponse téléphonique. La satisfaction des clients, plus particulièrement celle des clients résidentiels, en témoigne.

[127] Par ailleurs, bien que le niveau de qualité de service du Distributeur soit stable sur une plus longue période, la Régie souligne que ce niveau demeure plus faible que celui offert par d'autres entreprises similaires, notamment en ce qui a trait à la fiabilité du service et aux délais de réponse téléphonique.

[128] **La Régie demande au Distributeur de poursuivre l'amélioration des services offerts à ses clients, en axant ses processus sur les besoins et les attentes de ses différentes clientèles. Elle estime que le Distributeur doit poursuivre l'implantation de meilleures pratiques d'affaires, afin d'améliorer l'expérience client offerte à chacune de ses clientèles.**

3.3 RÉVISION DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[129] Dans sa décision D-2014-037, la Régie demandait au Distributeur de procéder à une révision des indicateurs de service afin, d'une part, de procéder au retrait ou à la modification de ceux qui ne sont plus pertinents en raison de la mise en place d'actions structurantes et, d'autre part, d'ajouter des indicateurs permettant un suivi plus précis de sa performance en matière de qualité du service⁶⁵.

⁶⁴ Pièce C-UMQ-0008, p. 26.

⁶⁵ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 18.

[130] En conséquence, le Distributeur propose, dans le cadre du présent dossier tarifaire, l'ajout de deux nouveaux indicateurs et le retrait de deux autres⁶⁶.

Nombre d'appels par client

[131] Le Distributeur souhaite ajouter un indicateur du nombre d'appels par client, afin de mesurer, de manière indirecte, le succès de toutes les initiatives qu'il a prises, pour améliorer son service à la clientèle. Il vise à ce que le nombre d'appels diminue à terme.

[132] La FCEI est peu encline à l'introduction de cet indicateur, puisqu'il devrait décroître naturellement durant les prochaines années, à la suite de la finalisation du Projet LAD et au fur et à mesure que les clients se familiarisent avec les technologies de l'information (TI). Néanmoins, l'intervenante ne s'y oppose pas⁶⁷.

[133] OC appuie l'ajout de l'indicateur, mais suggère d'ajouter, de façon complémentaire, un indicateur portant sur le nombre de courriels par client. L'intervenante souhaite ainsi pouvoir mesurer l'impact sur la qualité de service des nouvelles infrastructures technologiques mises en place par le Distributeur⁶⁸.

[134] L'UMQ n'est pas favorable à l'introduction de cet indicateur, puisqu'elle est d'avis qu'une baisse du nombre d'appels par client peut résulter d'une amélioration non pas du service à la clientèle, mais d'autres facteurs, comme une amélioration de l'indice de continuité ou du nombre de factures correctement calculées. La mesure de l'indicateur est donc imprécise pour l'intervenante.

[135] L'UMQ souhaite plutôt l'introduction d'indicateurs qui soient plus en lien avec l'implantation de nouvelles technologies par le Distributeur, comme le nombre de consultations sur le site internet et le nombre de transactions réalisées via l'Espace client⁶⁹.

⁶⁶ Pièce B-0009, p. 11.

⁶⁷ Pièce C-FCEI-0010, p. 21 et 22.

⁶⁸ Pièce C-OC-0013, p. 14 et 15.

⁶⁹ Pièce C-UMQ-0008, p. 19 et 20.

[136] La Régie est d'avis que l'introduction de l'indicateur « Nombre d'appels par client » permet de mesurer de manière globale les efforts d'amélioration des services offerts par le Distributeur à sa clientèle.

[137] Néanmoins, afin de mesurer adéquatement l'ensemble des efforts déployés par le Distributeur pour améliorer son service à la clientèle, la Régie considère qu'il y a lieu d'introduire un indicateur supplémentaire qui puisse capter, dans une certaine mesure, l'impact de la mise en service de nouvelles technologies, comme le Projet LAD et l'Espace client.

[138] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'ajouter l'indicateur « Nombre d'appels par client ». De plus, elle lui demande d'inclure, pour le prochain dossier tarifaire, un indicateur complémentaire calculant le nombre de courriels par client.

Taux de respect global des interruptions planifiées

[139] Le Distributeur veut ajouter l'indicateur « Taux de respect global des interruptions planifiées » à la liste des indicateurs de qualité de service, afin de mesurer le succès de sa planification centralisée et de la réalisation de travaux impliquant une interruption de service dans un délai déterminé.

[140] Le Distributeur précise que l'indicateur tient implicitement compte de l'incidence et de la durée d'une interruption planifiée, qui comprend une marge de délai maximal de cinq minutes avant le moment de l'interruption ou de 30 minutes après le moment de l'interruption⁷⁰.

[141] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'ajouter l'indicateur « Taux de respect global des interruptions planifiées », puisqu'il permet de mesurer un aspect important de la qualité du service offert, soit le respect des interruptions planifiées de service sur le réseau de distribution d'électricité.

⁷⁰ Pièce B-0206, p. 3.

Taux de relève de compteurs

[142] Le Distributeur propose le retrait de l'indicateur « Taux de relève de compteurs ». L'indicateur ne lui est plus utile, compte tenu que le taux de relève atteindra près de 100 % lorsque la totalité des compteurs de nouvelle génération (CNG) seront installés d'ici la fin de l'année 2016.

[143] Le GRAME suggère de le remplacer par un indicateur mesurant le taux de lecture des CNG au frontal d'acquisition afin, selon lui, d'évaluer directement la performance du Projet LAD. L'indicateur proposé par l'intervenant mesure le niveau de transmission de données entre les CNG et les systèmes informatiques du Distributeur⁷¹.

[144] OC appuie le retrait de cet indicateur, étant d'avis que sa pertinence au plan de la qualité de service est diminuée du fait de la mise en service des CNG⁷².

[145] L'UMQ propose, pour sa part, que l'indicateur soit retiré de l'ensemble des indicateurs de qualité de service présentés par le Distributeur dans le cadre des dossiers tarifaires, pour être intégré aux suivis trimestriels du Projet LAD⁷³.

[146] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que l'indicateur « Taux de relève de compteurs » devrait tendre vers 100 % à la fin du Projet LAD. Néanmoins, compte tenu des plus récents résultats disponibles⁷⁴, la Régie considère qu'il y a lieu de conserver l'indicateur, afin de mesurer la progression du taux de relève au fur et à mesure du déploiement des CNG.

[147] **La Régie rejette la proposition du Distributeur de retirer l'indicateur « Taux de relève de compteurs ».**

[148] Quant à la proposition de l'UMQ, la Régie ne la retient pas, puisqu'elle considère que le taux de relève de compteurs fait partie intégrante de la qualité de service offerte par le Distributeur, peu importe le type de compteur utilisé.

⁷¹ Pièce C-GRAME-0012, p. 25.

⁷² Pièce C-OC-0011, p. 5.

⁷³ Pièce C-UMQ-0008, p. 21 et 22.

⁷⁴ Pièce B-0070, p. 6.

[149] La Régie rejette la proposition du GRAME, puisqu'elle juge que l'indicateur qu'il propose est avant tout un indicateur opérationnel et non un indicateur de service à la clientèle.

Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus

[150] Le Distributeur mentionne que l'indicateur « Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus » n'est plus utile, du fait qu'il atteint 98 % depuis 2013, compte tenu des efforts réalisés pour répondre à toutes les demandes d'alimentation des clients⁷⁵.

[151] L'APCHQ s'oppose à la demande de retrait du Distributeur et conteste les résultats présentés par ce dernier. À cet égard, l'intervenante présente les conclusions d'un sondage effectué auprès de ses membres qui démontrent que 74 % des promoteurs immobiliers considèrent que les délais d'installation convenus avec le Distributeur ne sont pas respectés. Pour l'APCHQ, il y a lieu de concilier les données avec la réalité vécue par ses membres sur le terrain et de comprendre la différence entre les résultats présentés, avant de retirer l'indicateur⁷⁶.

[152] L'UMQ abonde dans le sens de l'APCHQ, en soulignant que la situation vécue par les municipalités qu'elle représente est tout autre que celle reflétée par l'indicateur du Distributeur. L'intervenante demande à ce que l'indicateur soit conservé, mais également revu, en considérant les causes de l'écart entre la performance du Distributeur sur le terrain et celle affichée par l'indicateur⁷⁷.

[153] La Régie constate que l'indicateur « Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus » se maintient à 98 % depuis 2013, mais qu'il se situait environ à 91 % de 2009 à 2012⁷⁸. Elle estime que le Distributeur doit démontrer qu'il est en mesure de conserver d'excellents résultats pendant plusieurs années avant de pouvoir conclure à l'inutilité de l'indicateur. De plus, elle prend en considération l'écart entre les résultats du Distributeur et ceux du sondage de l'APCHQ.

⁷⁵ Pièce B-0009, p. 11.

⁷⁶ Pièce C-APCHQ-0013, p. 11 à 14 et pièce A-0071, p. 27.

⁷⁷ Pièce C-UMQ-0008, p. 22 et 23 et pièce C-UMQ-0019, p. 2 et 3.

⁷⁸ Pièce B-0070, p. 6.

[154] La Régie rejette la proposition du Distributeur de retirer l'indicateur « Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus ».

[155] Par ailleurs, à la lumière des commentaires émis par les intervenants, la Régie considère que le calcul de l'indicateur ne capte pas adéquatement la réalité vécue sur le terrain par certaines clientèles du Distributeur. En effet, le calcul actuel de l'indicateur ne tient pas uniquement compte des demandes d'alimentation réalisées selon des délais convenus entre les clients et le Distributeur, mais également celles réalisées à l'intérieur de délais qui sont normalisés par le Distributeur.

[156] La Régie demande au Distributeur, en vue du prochain dossier tarifaire, de revoir la définition et de raffiner le calcul de l'indicateur « Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus ».

Proposition de l'APCHQ

[157] Afin de refléter davantage les intérêts et préoccupations de ses membres, l'APCHQ propose l'ajout d'indicateurs relatifs au taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus et au délai moyen de raccordement, mais qui soient spécifiques aux promoteurs résidentiels⁷⁹.

[158] La Régie ne retient pas les propositions de l'intervenante, puisqu'elles ne se concentrent que sur un segment unique et relativement limité de la clientèle du Distributeur.

Proposition de la FCEI

[159] La FCEI propose l'ajout d'un indicateur, soit le nombre de factures envoyées hors délais, en tant que mesure de performance du Projet LAD⁸⁰.

⁷⁹ Pièce C-APCHQ-0013, p. 14.

⁸⁰ Pièce A-0071, p. 172.

[160] **La Régie ne retient pas la proposition de la FCEI, compte tenu qu'il n'y a aucune preuve permettant d'établir que le nombre de factures envoyées hors délais est un problème qui touche une part importante de la clientèle du Distributeur.**

Propositions d'OC

[161] OC propose d'ajouter un indicateur calculant le pourcentage de factures correctement calculées et un autre mesurant le nombre de « clics » effectués par un client sur les pages et fonctions du site internet du Distributeur⁸¹.

[162] OC considère que le premier indicateur proposé vise à mesurer la précision de relève des CNG. Elle ajoute qu'un indicateur similaire est utilisé par BC Hydro.

[163] Quant au second indicateur proposé, l'intervenante précise qu'il permettrait d'étudier la progression de l'utilisation de l'Espace client au fur et à mesure que de nouvelles fonctionnalités y sont introduites.

[164] **La Régie ne retient pas la proposition d'OC d'ajouter un indicateur calculant le pourcentage de factures correctement calculées.** Il n'existe qu'un nombre relativement limité de ces cas qui devraient, par ailleurs, diminuer davantage avec la mise en service des CNG⁸².

[165] **La Régie ne retient pas la seconde proposition de l'intervenante d'ajouter un indicateur mesurant le nombre de « clics » effectués par un client sur les pages et fonctions du site internet du Distributeur, puisqu'il s'apparente davantage à un suivi opérationnel des activités du Distributeur qu'à un suivi du service à la clientèle.**

Proposition de l'UMQ

[166] L'UMQ propose d'inclure des indicateurs mesurant le nombre de consultations d'information des différents moyens de communication électronique et le nombre de transactions réalisées via l'Espace client⁸³.

⁸¹ Pièce C-OC-0011, p. 5 et 6.

⁸² Dossier R-3854-2013 Phase 1, pièce B-0013, p. 20.

⁸³ Pièce C-UMQ-0008, p. 19.

[167] L'intervenante mentionne que ces indicateurs permettraient de mesurer adéquatement l'impact sur la clientèle de la mise en place, par le Distributeur, de mesures structurantes, comme le Projet LAD et l'Espace client.

[168] La Régie remarque que, mis ensemble, les indicateurs proposés par l'UMQ s'apparentent beaucoup à celui proposé par OC, qui vise à mesurer le nombre de « clics » effectués par client sur les pages et fonctions du site internet. Devant un tel constat, la conclusion de la Régie quant à l'indicateur proposé par OC s'applique à ceux proposés par l'UMQ.

[169] La Régie ne retient pas la proposition de l'UMQ d'ajouter des indicateurs mesurant le nombre de consultations d'information des différents moyens de communication électronique et le nombre de transactions réalisées via l'Espace client.

Proposition de l'UPA

[170] L'UPA propose que les indices de continuité brut et normalisé soient segmentés par zones géographiques et par types de clients, afin d'obtenir des résultats plus précis et qui reflètent mieux les réalités vécues par les différentes clientèles du Distributeur⁸⁴.

[171] Le Distributeur réplique qu'il n'est pas en mesure de présenter l'information demandée par l'UPA, sans toutefois nier la possibilité de fournir des résultats plus détaillés. Il ajoute que les entreprises de l'industrie de la distribution d'électricité ne suivent les indices de continuité que sur une base générale⁸⁵.

[172] La Régie estime que la segmentation des indices de continuité demandée par l'UPA présente une valeur ajoutée limitée aux fins d'analyse des indicateurs de qualité de service dans le présent dossier tarifaire. **Elle ne retient pas la proposition de l'UPA.**

⁸⁴ Pièce C-UPA-0009, p. 9 et 10.

⁸⁵ Pièce B-0103, p. 12 et 13.

[173] **Néanmoins, la Régie demande au Distributeur de rencontrer les représentants de l'UPA, afin d'examiner la possibilité de présenter, dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire, des indices de continuité segmentés par zones géographiques et/ou par types de clientèle.**

Demandes de la Régie

[174] La Régie demande au Distributeur d'ajouter certains indicateurs provenant des exercices de balisage externe à la liste des indicateurs de qualité de service propres au balisage interne⁸⁶.

[175] La Régie souhaite ainsi avoir, sur une base annuelle, un portrait plus complet des efforts que le Distributeur réalise en matière d'amélioration du service à la clientèle. Ces indicateurs permettront également de mesurer davantage les impacts des actions structurantes entreprises par le Distributeur.

[176] **En considérant ce qui précède, la Régie demande au Distributeur d'ajouter, pour le prochain dossier tarifaire, les deux indicateurs suivants :**

- **Résolution au premier appel (%);**
- **Taux d'abandon téléphonique (%).**

[177] **La Régie demande également que les résultats de ces indicateurs soient segmentés entre clients résidentiels et clients commerciaux, comme le Distributeur le fait présentement pour l'indicateur « Délai moyen de réponse téléphonique ».**

3.4 EXERCICES DE BALISAGE EXTERNE

[178] Le Distributeur propose de produire à la Régie, aux cinq ans, un compte-rendu de ses exercices de balisage externe, tant pour les activités liées au réseau de distribution que celles relatives aux services à la clientèle (SALC)⁸⁷.

⁸⁶ Dossier R-3854-2013 Phase 1, pièce B-0013, p. 20.

⁸⁷ Pièce B-0009, p. 20.

[179] Le Distributeur justifie cette demande en indiquant que les résultats des exercices de balisage externe ne sont pas utilisés directement au sein de l'entreprise pour les fins d'amélioration de l'efficience. Il ajoute que les délais de production des résultats, qui sont de deux ans, rendent la comparaison avec les autres entreprises participant aux exercices moins utile et écartent les efforts d'amélioration de la performance réalisés lors des dernières années.

[180] L'ACEFO s'oppose à la proposition du Distributeur. Elle est d'avis qu'un suivi annuel demeure pertinent, dans la mesure où le Distributeur affiche une moins bonne performance que la moyenne des entreprises participant aux exercices de balisage externe. Dans un tel cas, un suivi annuel permet de rechercher et d'appliquer, en temps opportun, des mesures correctives⁸⁸.

[181] OC ne s'oppose pas à la proposition du Distributeur, mais suggère que le compte-rendu produit pour la Régie fasse état des suivis de pistes d'efficience et des veilles des meilleures pratiques de l'industrie que le Distributeur réalise en continu sur l'ensemble de ses opérations⁸⁹.

[182] La Régie note que les résultats des exercices de balisage externe faisaient l'objet d'une présentation annuelle en 2010. Le Distributeur propose désormais une présentation des résultats aux cinq ans. À cet égard, la Régie rappelle qu'elle a accueilli, dans sa décision D-2011-028, la demande du Distributeur de présenter les résultats de balisage externe sur une base biennale pour les activités liées au réseau de distribution et celle liées aux SALC⁹⁰. La Régie a également pris en considération les arguments du Distributeur à l'égard de la pertinence des exercices de balisage externe dans sa décision D-2013-037⁹¹.

[183] La Régie accepte la proposition du Distributeur de produire un compte-rendu sur ses exercices de balisage externe aux cinq ans, tant pour les activités liées au réseau de distribution que celles liées aux SALC.

⁸⁸ Pièce C-ACEFO-0011, p. 24.

⁸⁹ Pièce C-OC-0011, p. 7.

⁹⁰ Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, p. 61.

⁹¹ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 98 et 99.

[184] La Régie considère qu'un tel compte-rendu permettra d'avoir un portrait complet des tendances que prennent, à moyen terme, l'efficacité et la qualité de service du Distributeur comparativement à d'autres entreprises œuvrant dans son domaine. Ce compte-rendu permettra également d'examiner les moyens mis en place et les décisions prises par le Distributeur pour maintenir, améliorer ou renverser les tendances constatées.

[185] La Régie demande au Distributeur de lui transmettre, aux cinq ans, un compte-rendu de ses exercices de balisage externe, incluant notamment les informations suivantes :

- **résultats, sur une période mobile de cinq ans, des indicateurs de coûts, de continuité de service et de qualité du service à la clientèle sous forme de tableaux et de graphiques;**
- **explication des écarts entre les résultats du Distributeur et ceux de la moyenne des entreprises participantes;**
- **évaluations qualitative et quantitative des tendances observées;**
- **présentation d'objectifs fixés en matière d'efficacité et de qualité de service;**
- **identification des meilleures pratiques de l'industrie et présentation de celles à être implantées par le Distributeur pour atteindre les objectifs fixés;**
- **évaluation des ressources nécessaires pour atteindre les objectifs fixés.**

3.5 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[186] La croissance annuelle moyenne des charges de services partagés par abonnement est de 1,0 % sur la période 2011-2015, alors que l'inflation est de 1,6 % pour cette période⁹². Le Distributeur mentionne que ce résultat provient d'une variation des besoins rattachés aux activités de base et aux éléments spécifiques, de même que de la hausse normale des coûts due à l'inflation.

⁹² Pièce B-0027, p. 5 et pièce B-0009, p. 23.

[187] **La Régie prend acte des résultats des indicateurs d'efficience des fournisseurs internes.** Elle s'attend à ce que la croissance de l'indicateur suive le niveau de l'inflation dans les prochaines années, malgré le déploiement du Projet LAD et d'autres projets technologiques qui exercent, à court terme, une pression à la hausse sur les charges imputées au Distributeur.

3.6 EFFICIENCE DU CENTRE DE SERVICES PARTAGÉS

[188] Le Distributeur présente les résultats des quatre indicateurs d'efficience spécifiques applicables au Centre de services partagés (CSP), soit deux indicateurs relatifs au domaine immobilier, un lié aux services de transport et un autre rattaché à la gestion du matériel⁹³.

[189] Pour la période 2011-2015, le CSP affiche les résultats suivants :

- croissance annuelle moyenne du coût d'exploitation par mètre carré de 0,7 %;
- taux d'inoccupation stable à 0,1 %;
- hausse du coût d'entretien par véhicule équivalent de 1,4 % en moyenne par année;
- variation annuelle moyenne du coût de gestion du matériel par valeur du matériel consommé de -5,4 %.

[190] **La Régie prend acte des résultats des indicateurs d'efficience liés au CSP.** Elle est satisfaite de la performance du CSP, considérant que les résultats affichés sur la période à l'étude sont inférieurs à l'inflation moyenne, qui est de 1,6 %, alors que la croissance des salaires est de 2,9 %.

[191] Par ailleurs, le Distributeur dépose le plan de balisage et le calendrier pluriannuel de réalisation des exercices de balisage propres au CSP. Le plan se concentre sur les activités principales du CSP et le calendrier s'échelonne sur la période 2014-2017⁹⁴.

⁹³ Pièce B-0027, p. 6 à 8.

⁹⁴ Pièce B-0027, p. 8 et 9.

[192] **La Régie prend acte du plan de balisage propre au CSP et de la planification de ses travaux. Elle prend note que les prochains résultats provenant des exercices de balisage seront déposés au dossier tarifaire 2018-2019. Elle demande au Distributeur de faire en sorte que les exercices de balisage soient reconduits, selon le plan de balisage présenté par le CSP.**

3.7 EFFICIENCE DU GROUPE TECHNOLOGIE

[193] Le Distributeur indique qu'il ne présente plus les résultats de trois indicateurs d'efficacité associés au groupe Technologie, puisqu'ils ne reflètent pas le nouveau modèle d'affaires mis en place en janvier 2013, lequel repose sur l'intégration des activités de télécommunications et des TI.

[194] Considérant ceci, le Distributeur propose que les trois indicateurs liés aux coûts des services téléphoniques, du service d'accès réseau et de bureautique soient désormais regroupés sous un seul indicateur calculant le coût, par effectif, de tous les services nécessaires au fonctionnement d'un poste de travail⁹⁵.

[195] **La Régie accepte la proposition de regroupement des indicateurs d'efficacité associés au groupe Technologie.**

[196] Le Distributeur présente les résultats du nouvel indicateur « Coût du produit Poste de travail TIC⁹⁶ par effectif » qui affiche une croissance annuelle moyenne de 12,0 % sur la période 2012-2015. Il indique que cette croissance s'explique principalement, du côté du numérateur de l'indicateur, par la réalisation de trois projets technologiques d'importance et, au plan du dénominateur, par une baisse importante du nombre d'effectifs disponibles.

[197] **La Régie prend acte des résultats de l'indicateur d'efficacité associé au groupe Technologie. Elle est, par ailleurs, préoccupée par la forte croissance affichée par l'indicateur sur la période étudiée. La Régie s'attend à ce que, dès la fin des projets décrits en preuve, la croissance de l'indicateur revienne en dessous du niveau**

⁹⁵ Pièce B-0027, p. 10.

⁹⁶ Technologie de l'information et des communications.

de l'inflation, d'autant plus que ces projets doivent permettre au groupe Technologie de dégager des gains d'efficience.

[198] Quant au balisage pour évaluer la compétitivité du groupe Technologie, le Distributeur indique « [qu'e]n lieu et place d'un exercice de balisage, le groupe Technologie poursuit donc sa vigie des meilleures pratiques du marché »⁹⁷, compte tenu que l'implantation des mesures d'optimisation prévues se fera sur plusieurs années.

[199] Dans ses décisions D-2013-037 et D-2014-037, la Régie prenait acte du report du plan de balisage du groupe Technologie à une date ultérieure⁹⁸. Au présent dossier, la Régie note qu'aucune proposition n'est formulée et qu'aucune date n'est proposée quant à la reprise des exercices de balisage du groupe Technologie.

[200] Considérant ce qui précède, la Régie demande au Distributeur de présenter un plan de balisage ainsi que les résultats d'un balisage du groupe Technologie, dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019, tel que prévu pour le CSP.

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

4.1 NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

[201] Le 1^{er} janvier 2011, les Normes internationales d'information financière (IFRS) sont entrées en vigueur au Canada en remplacement des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. Ayant successivement reporté au 1^{er} janvier 2012, au 1^{er} janvier 2013 puis au 1^{er} janvier 2014 la date de mise en oeuvre des IFRS pour les entités à tarifs réglementés, le Conseil des normes comptables (CNC) a statué, en février 2013, que ces entités pouvaient bénéficier d'un an de plus pour leur transition aux IFRS, soit jusqu'au 1^{er} janvier 2015.

⁹⁷ Pièce B-0027, p. 11.

⁹⁸ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 104 et dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 24.

[202] Hydro-Québec étant une entité admissible aux fins de ces reports, a choisi de continuer d'appliquer, en 2012, en 2013 et en 2014, les PCGR tels que présentés à la Partie V du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés, « Normes comptables pré-basculement », pour ses états financiers consolidés à vocation générale.

[203] Dans sa décision D-2012-021 du 2 mars 2012⁹⁹, la Régie approuvait en partie des modifications au 1^{er} janvier 2012 des méthodes comptables découlant du passage aux IFRS proposées par le Transporteur et le Distributeur.

[204] Conséquemment, l'établissement des diverses composantes des revenus requis du Distributeur repose sur les normes IFRS ainsi que sur les conventions, méthodes et pratiques comptables reconnues par la Régie¹⁰⁰.

[205] Le Distributeur souligne que des modifications apportées à neuf normes (IAS¹⁰¹ et IFRS) sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} juillet 2014¹⁰². Il mentionne qu'une analyse détaillée de l'interprétation de chacune de ces normes a permis de conclure que ces modifications n'auront aucun impact pour lui.

[206] La Régie prend acte du fait que ces modifications n'auront aucun impact pour le Distributeur.

[207] En réponse à une DDR, le Distributeur informe la Régie qu'au 1^{er} janvier 2015, les états financiers à vocation générale d'Hydro-Québec et les états financiers réglementaires du Distributeur seront dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)¹⁰³. Il indique cependant qu'il n'a pas l'intention d'amender la présente demande tarifaire pour l'année témoin 2015¹⁰⁴.

[208] Le Distributeur mentionne qu'Hydro-Québec analyse et évalue de façon détaillée l'incidence du passage aux US GAAP, tant pour les états financiers statutaires que pour les états financiers réglementaires. Il indique que cette analyse, lorsqu'elle sera terminée, sera présentée aux auditeurs indépendants afin d'être approuvée.

⁹⁹ Dossier R-3768-2011.

¹⁰⁰ Pièce B-0011, p. 5.

¹⁰¹ *International Accounting Standards*.

¹⁰² Pièce B-0011, p. 7.

¹⁰³ Pièce B-0070, p. 13.

¹⁰⁴ Pièce B-0073, p. 5.

[209] Le Distributeur et le Transporteur prévoient être en mesure de présenter à la Régie, au début de l'année 2015, une demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP. À ce jour, selon eux, la transition aux US GAAP ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les tarifs. Le Distributeur évalue toutefois la possibilité de demander à la Régie la création d'un compte d'écarts, afin d'y comptabiliser les impacts relatifs à l'incidence de l'adoption des US GAAP¹⁰⁵.

[210] La Régie prend acte du fait qu'une demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP au 1^{er} janvier 2015 sera déposée au début de l'année 2015.

4.2 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ

[211] Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées d'utilité de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels, conformément à la normalisation comptable en vigueur.

Véhicules

[212] Le Distributeur indique qu'à la fin de l'exercice 2014, le CSP aurait complété la révision des durées d'utilité de deux catégories de matériel de transport, soit les véhicules spécialisés et les véhicules légers. Les conclusions préliminaires des travaux effectués démontrent une augmentation de leur durée d'utilité respective de 12 ans à 13 ans et de 6 ans à 8 ans, ces modifications ayant pour impact de réduire de 6,6 M\$ la charge d'amortissement de l'année témoin 2015 (voir la section 10.2.2).

[213] La Régie prend acte de l'augmentation des durées d'utilité des véhicules spécialisés et des véhicules légers, respectivement de 12 ans à 13 ans et de 6 ans à 8 ans. Elle demande au Distributeur de présenter ses conclusions finales à cet égard lors du prochain dossier tarifaire.

¹⁰⁵ Pièce B-0073, p. 5.

Réseaux autonomes

[214] Le Distributeur indique qu'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) a procédé à la révision des durées d'utilité de certaines catégories d'actifs relatifs aux centrales. Certaines de ces révisions sont applicables aux installations des réseaux autonomes (RA). Le Distributeur présente des révisions pour sept catégories d'actifs, soit des durées d'utilité qui passent de 20 ans à des durées d'utilité entre 25 à 50 ans, selon la catégorie d'actifs¹⁰⁶. L'impact global pour le Distributeur résulte en une baisse de 0,3 M\$ de la charge d'amortissement de l'année témoin 2015 (voir la section 10.2.2).

[215] La Régie prend acte de l'augmentation des durées d'utilité de sept catégories d'actifs applicables aux installations des RA.

Équipements de mesurage

[216] Le Distributeur tient à souligner que, à la suite de la mise à jour du calendrier de déploiement du Projet LAD, une révision de la durée d'utilité des compteurs retirés devra être effectuée. En effet, il devra réduire à un maximum de deux ans la durée d'utilité de toutes les catégories de compteurs retirés dans le cadre du projet, dans le but de faire concorder la fin de la période d'amortissement de ces compteurs avec la fin du déploiement prévu en 2016.

[217] Le Distributeur estime que cette révision à la baisse de la durée d'utilité, qui sera effectuée au 1^{er} janvier 2015, entraîne une augmentation de la charge d'amortissement de 12,8 M\$ pour l'année témoin 2015, lorsque comparé à un scénario de fin du projet en 2018. D'autre part, il estime une augmentation de 1,5 M\$ attribuable à l'amortissement accéléré des anciens compteurs par rapport au montant autorisé en 2014¹⁰⁷ (voir la section 10.2.2).

[218] La Régie prend acte de la réduction, à un maximum de deux ans, de la durée d'utilité de toutes les catégories de compteurs retirés dans le cadre du Projet LAD.

¹⁰⁶ Pièce B-0011, p. 8, tableau 2.

¹⁰⁷ Pièce B-0175, p. 12 et 13.

4.3 RÉMUNÉRATION DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORT

[219] Dans sa décision D-2014-037, la Régie traite de la question de la rémunération des comptes d'écarts¹⁰⁸. Elle souligne que la rémunération des comptes de frais reportés a été abordée dans sa décision D-2013-106¹⁰⁹, en ce qui a trait aux comptes de frais reportés Côte-Nord de Société en commandite Gaz Métro, dans sa décision D-2013-191¹¹⁰, en ce qui a trait aux comptes de frais reportés de Gazifère Inc., ainsi que dans le dossier tarifaire de Société en commandite Gaz Métro¹¹¹.

[220] La Régie note la position du Distributeur exprimée alors quant à l'opportunité de revoir le taux de rémunération utilisé pour les comptes de nivellement pour aléas climatiques et pour l'ensemble des comptes d'écarts hors base de tarification :

« [...] En conformité à la position de la Régie, le Distributeur considère que la rémunération des comptes d'écarts pourrait être réexaminée lors d'un prochain dossier tarifaire. Toutefois, il tient à souligner que cet exercice nécessite des analyses plus approfondies et doit être effectué dans son ensemble et non compte par compte, et ce, à des fins de cohérence, de simplification et d'uniformité »¹¹².

[nous soulignons]

[221] Dans sa décision D-2014-037¹¹³, la Régie annonce qu'elle examinera, lors du prochain dossier tarifaire, la rémunération des comptes d'écarts ainsi que la pertinence de les conserver, compte tenu de leur importance relative.

[222] Elle demande également au Distributeur de présenter des analyses approfondies sur le sujet pour l'ensemble de ces comptes et de déposer un balisage, provenant de comparables dans d'autres juridictions, sur les approches utilisées pour la rémunération des différents comptes d'écarts.

¹⁰⁸ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 109 et 110, par. 413 à 417.

¹⁰⁹ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision D-2013-106, p. 114, par. 518.

¹¹⁰ Dossier R-3840-2013 Phase 3, décision D-2013-191, p. 20, par. 70 et 71.

¹¹¹ Dossier R-3837-2013 Phase 3, pièce A-0082.

¹¹² Dossier R-3854-2013 Phase 1, pièce B-0117, p. 34.

¹¹³ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 110, par. 416 à 417.

[223] Dans sa décision D-2014-160¹¹⁴, la Régie reporte l'examen de la pertinence des comptes d'écarts à un dossier ultérieur, considérant le nombre important de sujets traités dans le cadre du présent dossier. Elle retient cependant, pour le présent dossier, l'enjeu spécifique de la rémunération des comptes d'écarts.

4.3.1 LE BALISAGE

[224] Afin d'effectuer le balisage et de l'assister dans sa preuve, le Distributeur a fait appel à M. James M. Coyne et Mme Julie F. Lieberman, de la firme Concentric, à titre d'experts.

[225] Concentric constate que les comptes d'écarts et de report (CER)¹¹⁵ amortis sur plus d'un an sont presque toujours rémunérés et, plus souvent qu'autrement, au coût moyen pondéré du capital (CMPC). Cependant, certains régulateurs accordent plutôt une rémunération de ces comptes à un taux d'intérêt à long terme et certains autres à un taux d'intérêt à court terme. De plus, Concentric observe que le rendement peut varier selon le type de compte et l'impact qu'ils ont sur le profil de risque de l'entreprise¹¹⁶.

[226] Le Distributeur conclut que ce balisage ne permet pas de dégager de tendance claire quant au mode de rémunération des CER¹¹⁷.

4.3.2 LA NATURE DES CER

[227] Dans sa preuve, le Distributeur mentionne que les comptes d'écarts ont été reconnus par la Régie au fil des dossiers tarifaires, afin de couvrir les éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants ou sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle¹¹⁸.

¹¹⁴ Dossier R-3905-2014, décision D-2014-160, p. 11 et 12, par. 42 et 43.

¹¹⁵ L'acronyme CER s'applique aux comptes d'écarts réglementaires ainsi qu'aux comptes de report, ces deux catégories de comptes étant regroupées sous le libellé « comptes de frais reportés » avant l'adoption des IFRS.

¹¹⁶ Pièce B-0150, p. 24.

¹¹⁷ Pièce B-0012, p. 17.

¹¹⁸ Pièce B-0012, p. 5.

[228] Le Distributeur précise qu'un rendement s'ajoute aux coûts versés dans les comptes d'écarts, jusqu'au moment de l'inclusion de ces comptes dans la base de tarification ou de leur intégration dans les revenus requis. Quant à la rémunération de ces comptes, tel que reconnu par la Régie, le CMPC s'applique à chacun des comptes d'écarts du Distributeur, assurant ainsi un traitement réglementaire uniforme.

[229] Selon le Distributeur, les CER sont des actifs semblables aux autres :

« Au même titre que les autres actifs du Distributeur, les actifs associés aux CER sont donc financés par Hydro-Québec au moyen de capitaux propres et de capitaux empruntés et ceci tient autant pour les actifs de long terme que pour les actifs de court terme, dont la durée peut-être similaire à celles des CER, tels, par exemple, les véhicules et les comptes à recevoir découlant de la facturation de l'électricité vendue »¹¹⁹.

[230] Selon Concentric, la réglementation basée sur le coût de service présume que chaque dollar d'investissement en capital (*capital investment*) est financé conformément avec la structure de capital et à son coût moyen pondéré¹²⁰.

[231] Appelés à définir ce qu'est un investissement en capital et ce qui le distingue d'une charge d'exploitation, les experts du Distributeur précisent :

« A capital expenditure is funds used to acquire or upgrade physical assets such as property, plant or equipment. It is usually tied to maintaining, reinforcing or expanding utility infrastructure as opposed to the expenses associated with the day to day operating of the utility, as is the case with operating expenses.

It is important to note that invested capital for ratemaking purposes typically includes both types of capital, physical assets and working capital.

As explained in Concentric's response to 5.2 above, an operating expense ceases to be an operating expense if it is deferred beyond one year. Once deferred, it becomes an investment in the business »¹²¹. [nous soulignons]

¹¹⁹ Pièce B-0012, p. 18.

¹²⁰ Pièce B-0089, p. 6.

¹²¹ Pièce B-0133, p. 15 et 16.

[232] Tel que mentionné par le Distributeur, les CER sont regroupés en deux catégories :

«

- *les comptes créés pour comptabiliser des coûts qui seront constatés aux charges lors d'exercices financiers subséquents;*
- *les comptes d'écarts de nature purement réglementaire, créés pour la prise en compte ultérieure dans les revenus requis, des coûts encourus pendant une année témoin et dont les montants étaient imprévus au moment de la fixation des tarifs de distribution ou dont les montants réels ont été différents de ceux initialement prévus. L'utilisation de ces comptes d'écarts constitue, par conséquent, une modalité de récupération de coûts dans les tarifs »¹²².*

[nous soulignons]

[233] En principe, précise le Distributeur, les comptes appartenant à la deuxième catégorie sont maintenus hors de la base de tarification jusqu'au moment où il est justifié d'intégrer leurs soldes dans les tarifs.

[234] En réponse à une DDR, le Distributeur précise que, pour tous les CER hors base de tarification ainsi que pour le compte de nivellement pour aléas climatiques, n'eût été la décision de la Régie de permettre la création de ces CER, aucun montant ne serait comptabilisé comme actif. Les écarts des charges d'exploitation réalisées par rapport aux prévisions seraient assumés par l'actionnaire dans les résultats de l'année courante. Le Distributeur admet que :

« [s]i la Régie n'avait pas autorisé la création de ces comptes d'écarts, les coûts engagés dans une année donnée auraient été constatés aux résultats réels de l'année en cours, affectant ainsi le rendement du Distributeur présenté dans son rapport annuel »¹²³.

[235] Par contre, en ce qui a trait au compte de contributions à des projets de raccordement, elles sont présentées dans les autres actifs des divisions, conformément à l'IFRS 8, *Secteurs opérationnels*.

¹²² Pièce B-0012, p. 5.

¹²³ Pièce B-0070, p. 16 et 18.

Position des intervenants

[236] L'ACEFQ traite de la rémunération des CER à travers l'examen du compte de *pass-on*. Elle rappelle d'abord la distinction entre les coûts de capital et les coûts d'exploitation du Distributeur mentionnée par la Régie dans sa décision D-2006-34 :

« Aux fins réglementaires, le Distributeur – Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité – est une entité indépendante et distincte. Il peut, selon la Loi sur la Régie de l'énergie, faire modifier ses tarifs afin de récupérer ses coûts de capital et d'exploitation, ce qui inclut un rendement raisonnable déterminé par la Régie sur les investissements consacrés à la distribution de l'électricité au Québec. Ces coûts constituent le « revenu requis » du Distributeur »¹²⁴.

[237] L'ACEFQ fait remarquer que dans cette décision, la Régie explique que le rendement qu'elle a autorisé s'applique aux investissements consacrés à la distribution de l'électricité au Québec.

[238] La preuve du Distributeur ne démontre pas, selon l'ACEFQ, qu'il a fait des investissements afin de contrer l'impact des aléas climatiques sur la demande. Les charges transférées au compte de *pass-on* sont des charges d'exploitation, par opposition à des dépenses d'investissement justifiant un rendement sur le capital¹²⁵.

[239] L'ACEFQ note également que le compte de *pass-on* fait partie des comptes d'écarts de nature purement réglementaire. De plus, selon elle, « *le Distributeur ne court aucun risque pour ses dépenses d'achat d'électricité; la totalité de ces dépenses sont « refilées » à sa clientèle* ». Elle juge que « *l'utilisation du taux de rendement des capitaux propres du Distributeur – une composante du CMPC – dans la rémunération du compte de pass-on est incompatible avec sa nature* »¹²⁶.

¹²⁴ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 30.

¹²⁵ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 30.

¹²⁶ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 32.

[240] L'ACEFQ cite, au soutien de ses prétentions, la décision G-110-12 de la British Columbia Utilities Commission (BCUC), laquelle fait une distinction au sujet des actifs réglementaires. Ces comptes sont constitués de charges reportées dans le temps et non de véritables investissements :

« The Commission Panel agrees with the ICG that deferred expenditures or credits ought not to be included in rate base or attract a rate base rate of return. The Panel notes that deferral accounts are regulatory assets, not true capital assets.

[...]

Normally, a utility, whether a Crown corporation or shareholder-owned, is not entitled to receive a return on operating costs or current period charges but simply recovery of those amounts from its ratepayers, assuming recovery is otherwise justified. Current period charges are not “investments” which attract a capital return, they are deferred operating costs/current period expenses which, as noted above, in the Panel’s view, should not attract rate base rate of return. The Panel finds that a more appropriate financing cost is an interest return »¹²⁷.

[nous soulignons]

[241] L'AQCIE-CIFQ a, quant à lui, retenu les services du D^f Laurence Booth pour agir à titre de témoin expert sur la question de la rémunération des CER.

[242] Selon le D^f Booth, les CER ne constituent pas des actifs comme les autres. Entre autres, ils ne sont pas nécessaires afin de fournir le service au cours des périodes futures :

« So, when we look at deferral balances, these are regulatory assets, unexpected revenues of costs carried forward from one year to another. And in a basic sense, they're not used and useful assets necessary to provide service in a future test year. We have utilities in Canada, [they] don't have many deferral accounts. They still provide service »¹²⁸.

¹²⁷ Pièce B-0133, p. 188, annexe A, en liasse (BCUC, décision G-110-12, p. 105).

¹²⁸ Pièce A-0059, p. 261.

[243] Questionné à savoir si les coûts engagés dans une année donnée, mais recouverts une année subséquente, peuvent répondre à la définition d'investissement en capital (*capital investment*), l'AQCIE-CIFQ répond :

« Dr. Booth views the referenced statement as simply reflecting the use of normal deferral accounts [...]. Dr. Booth would not regard this regulatory asset as capital investment as normally defined. As Dr. Booth mentions this \$380 million balance could be sold to a specialised financing company and the costs subsequently included in customer rates »¹²⁹. [nous soulignons]

[244] Selon le D^r Booth, un investissement en capital signifie normalement des immobilisations corporelles et des équipements :

« capital investment would normally mean plant and equipment. One would not normally think of a deferred expense as capital investment »¹³⁰.

Opinion de la Régie

[245] Dans le cadre du présent dossier, la Régie a questionné le Distributeur et analysé la rémunération de l'ensemble des CER hors base de tarification¹³¹, ainsi que les comptes de nivellement pour aléas climatiques et les contributions à des projets de raccordement inclus dans la base de tarification.

[246] Selon la Régie, les CER sont de nature purement réglementaire et ne constituent pas des actifs comme les autres, à l'exception du compte pour contributions à des projets de raccordement. N'eût été des décisions de la Régie permettant la création des autres CER, il n'y aurait pas d'actif à financer ni aucun coût de financement. Les charges d'exploitation engagées dans une année donnée auraient été constatées aux résultats réels de l'année en cours, affectant ainsi le rendement du Distributeur.

¹²⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 7.

¹³⁰ *Ibid.*

¹³¹ Tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0012, p. 7, sont inclus : le compte d'écarts - Charge locale de transport, le compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité, le compte de nivellement pour aléas climatiques ainsi que les compte d'écarts – Combustibles, Tarif de maintien de la charge, Pannes majeures, Projets majeurs, Coût de retraite, BEIÉ et Coûts liés à la suspension de la centrale de TCE.

[247] La Régie, qui permet le recouvrement de ces charges d'exploitation, considère que le seul fait que ces charges soient recouvrées lors d'un exercice subséquent ne change pas la nature de la transaction initiale : fondamentalement, elles demeurent des charges d'exploitation.

[248] Par conséquent, la Régie maintiendra dorénavant hors base de tarification tous les CER réglementaires servant à la récupération des écarts de charges d'exploitation par rapport aux charges prévues. Ainsi, la portion du compte de nivellement pour aléas climatiques, auparavant incluse dans la base de tarification, en sera dorénavant exclue.

[249] La création des CER permet au Distributeur de récupérer les écarts entre les charges d'exploitation réelles par rapport aux coûts estimés. À cette récupération, s'ajoute un rendement permettant de couvrir les frais de financement des soldes reportés, dont le taux est ici l'enjeu.

[250] En raison de sa nature même, puisque les sommes portées au compte de contributions à des projets de raccordement ne sont pas des charges d'exploitation mais bien des investissements, la Régie confirme le maintien du compte de contributions à des projets de raccordement dans la base de tarification et sa rémunération au coût moyen pondéré du capital.

4.3.3 LE RISQUE ASSOCIÉ AUX CER

[251] Selon l'expert du Distributeur, le risque de recouvrement des soldes amortis des CER n'est pas moins grand que le risque de recouvrement des actifs de la base de tarification à travers l'amortissement :

« [...] we disagree on the following positions taken by Dr. Booth: that the risk of recovering balances through deferral account amortization is any less than the risk of recovering the balance of assets in the HQD's rate base through depreciation »¹³².

¹³² Pièce B-0150, p. 32.

[252] Concentric affirme que la présence de comptes d'écarts importants affecte le risque global d'un distributeur. Ces comptes imposent un plus grand risque à l'entreprise, en introduisant une incertitude quant à la période de recouvrement, ce qui doit être reflété dans le CMPC. Elle ajoute que le risque potentiel de non-recouvrement est suivi régulièrement et évalué par les agences de notation de crédit et par les investisseurs¹³³.

[253] Appelée à expliquer comment la création d'un compte permettant d'éviter que des coûts engagés n'affectent le rendement du Distributeur peut augmenter le risque de ce dernier, Concentric indique que c'est principalement en raison du décalage réglementaire (*regulatory lag*) :

« Mechanisms that mitigate earnings variability and promote timely recovery of capital serve to reduce the risk profile of the utility and accordingly its weighted average cost of capital (WACC). By extending the deferral account recovery period further into the future, regulatory lag increases as does the associated business risk. The shareholder must fund the resulting cash shortfall through the delayed period of recovery. Risk has increased due to the introduction of regulatory lag »¹³⁴.

[254] Concentric précise que, dans le cas du Distributeur, elle ne considère pas qu'une extension à cinq ans de la période de recouvrement du compte de *pass-on* puisse être une source importante de préoccupation en termes de risque de recouvrement, à condition que la rémunération du compte soit adéquate :

« Concentric does not consider the risk of recovery of capital for Hydro-Quebec Distribution's power pass through deferral to be a significant concern. However, if these dollars contributed by investors are determined by the Régie to be subject to a different cost of capital, investors will not earn their required return on capital committed to the utility business and will be deprived of a fair return. This also impacts the risk profile of the utility »¹³⁵.

¹³³ Pièce B-0089, p. 7.

¹³⁴ Pièce B-0133, p. 13.

¹³⁵ Pièce B-0175, p. 4.

[255] Concentric convient que le CMPC reflète l'ensemble des risques de l'entreprise. Elle affirme cependant que les risques associés aux CER sont les mêmes que ceux du reste de la base de tarification du Distributeur :

« Concentric accepts that the weighted average cost of capital (WACC) incorporates the risk of the enterprise by weighting the respective required returns on debt and equity in accordance with the Company's deemed capital structure. However, Concentric disagrees that investors consider the riskiness of certain accounts within the company. The risks associated with the deferral and variance accounts (DVA) are exposed to the same risks of cost recovery as the rest of Hydro-Québec's rate base »¹³⁶.

[256] Concentric reconnaît, par ailleurs, en réponse à une question de la Régie, que l'existence des CER réduit le risque du Distributeur :

« Removing the deferral variance accounts (DVAs) would remove the regulatory protection that they provide and would materially and negatively impact the risk profile of the utility. This shift in risk would have to be considered in the utility's next cost of capital proceeding. Arguably, such treatment would make the utility an outlier amongst its comparators and as a result, a higher equity ratio or equity return would be warranted »¹³⁷.

[257] L'expert de l'AQCIE-CIFQ rappelle que le risque d'affaires comprend une dimension à court terme, soit la capacité de réaliser un taux de rendement sur les capitaux propres (TRCP) raisonnable, ce qu'il appelle le *rendement sur capital*, et une dimension à long terme, soit la capacité de recouvrer son capital, ce qu'il appelle le *rendement du capital*. Compte tenu de la protection offerte par la réglementation au Canada, il juge que le risque à long terme, soit le risque de recouvrement du capital, est le plus important des deux¹³⁸.

[258] Le CMPC reflète tous les risques auxquels fait face une entreprise. Par contraste, un compte d'écarts à court terme ne représente pas tous ces risques d'entreprise, selon le D^r Booth. Conséquemment, l'utilisation du CMPC afin de rémunérer un CER n'est généralement pas acceptable selon ce dernier¹³⁹.

¹³⁶ Pièce B-0089, p. 3.

¹³⁷ Pièce B-0133, p. 14.

¹³⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 7.

¹³⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 10.

[259] Dans sa preuve, le D^r Booth se dit surpris de l'affirmation de Concentric¹⁴⁰ à l'effet que les risques associés aux CER sont les mêmes que ceux du reste de la base de tarification. Il souligne le fait qu'aucune explication n'a été fournie permettant de comprendre la manière dont le risque de recouvrement des installations et équipements à très long terme peut être comparable au risque de recouvrement d'un compte d'écart à court terme¹⁴¹.

[260] En audience¹⁴², la Régie note que l'Alberta Utilities Commission (AUC) s'est également exprimée sur le « *faible risque* » des comptes d'écart dans sa décision 2001-92, qu'elle rappelle également dans sa décision du 17 septembre 2014 portant sur ATCO Gas :

« In determining the basis on which carrying charges are calculated, the Commission continues to hold the view expressed by the board in Decision 2001-92:

The purpose of a deferral account is to eliminate the risk associated with the recovery of costs that cannot be reasonably forecast. Therefore, the Board considers that the capital recovery risks associated with deferral account amounts are, by their very nature, very low [les notes de bas de page ont été omises] »¹⁴³.

[nous soulignons]

[261] La Régie considère que l'ajout d'un grand nombre de CER depuis sa décision D-2003-93¹⁴⁴ a eu pour conséquence de réduire le risque d'affaires du Distributeur, tel que reconnu dans sa décision D-2014-034¹⁴⁵. Cette diminution de risque a été prise en compte lors de l'établissement du TRCP du Distributeur, dans cette même décision.

[262] Il est important de souligner que c'est la présence des CER, et non le taux auquel ces comptes sont rémunérés, qui permet de réduire la volatilité des rendements réalisés par le Distributeur.

¹⁴⁰ Pièce B-0089, p. 3.

¹⁴¹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 10.

¹⁴² Pièce A-0059, p. 212 et 214.

¹⁴³ Pièce A-0057, AUC décision 2014-268, p. 10, par. 36.

¹⁴⁴ Dossier R-3492-2002.

¹⁴⁵ Dossier R-3842-2013, décision D-2014-034, p. 18 et 19, par. 56.

[263] La Régie est d'avis que le risque de recouvrement du solde d'un CER dûment autorisé par le régulateur constitue, de par sa nature même, un risque très faible par rapport à celui des autres actifs de la base de tarification.

[264] La Régie reconnaît qu'en théorie, un délai plus long dans le recouvrement du solde d'un CER peut entraîner une augmentation du risque de recouvrement de ce solde, en raison du décalage réglementaire (*regulatory lag*). Cependant, puisqu'il s'agit d'un risque au départ très faible, elle estime que cela ne représente pas une hausse significative du risque pour le Distributeur.

4.3.4 LE PRINCIPE D'APPARIEMENT DES TERMES DE FINANCEMENT

[265] Selon Concentric, le risque est un facteur fondamental pour déterminer le rendement d'un titre de dette ou de capitaux propres et l'échéance d'un titre financier influence son niveau de risque. L'expert du Distributeur précise toutefois qu'il n'y a pas d'obligation à attribuer à un actif particulier un instrument de financement spécifique :

« Concentric confirms that risk is a primary factor in determining a return on debt or equity securities, and the maturity of the instrument will impact the risk. There is, however, no requirement under cost of service ratemaking to attribute specific assets to their individual financing instruments »¹⁴⁶.

[266] Concentric affirme que la notion d'appariement entre la durée des actifs à financer et l'échéance des sources de financement constitue une approche reconnue en finance, bien qu'elle ne soit pas la seule considérée. Elle précise, entre autres, qu'il n'est généralement pas recommandé d'utiliser de la dette à long terme pour financer des actifs à court terme, car les conditions de marché peuvent changer. Elle précise également que ces grands principes sont déjà reflétés dans la structure de capital présumée du Distributeur¹⁴⁷.

¹⁴⁶ Pièce B-0133, p. 18.

¹⁴⁷ *Ibid.*

[267] Le vice-président, Financement, Trésorerie et Caisse de retraite chez Hydro-Québec, M. Jean-Hugues Lafleur, a décrit comme suit la stratégie de financement intégré de l'entreprise, laquelle recherche, entre autres, un juste équilibre entre le coût de la dette, le risque de refinancement et le risque de liquidité :

« À titre d'exemple, bien, les émissions, bien entendu, de long terme à taux fixe, ça élimine le risque de refinancement et de liquidité. Mais ça induit bien entendu un coût plus élevé, compte tenu que les courbes de rendement, habituellement, sont positives puis elles vont... Dans l'ensemble elles sont généralement positives.

À l'inverse, les émissions à plus court terme, eux autres, induisent un coût généralement plus bas, mais ont un coût, mais leur coût est plus volatil, en ce sens que le coût de financement peut varier. Puis de même que le risque de liquidité associé à ce type d'émission là peut faire en sorte qu'on ne puisse pas réaliser le programme d'emprunt ou réaliser l'emprunt »¹⁴⁸.

[268] Parmi d'autres considérations, le témoin mentionne qu'« *Hydro-Québec tient compte, bien entendu, dans son financement la durée de vie de ses actifs* »¹⁴⁹, notant que la plupart de ses actifs ont des durées de vie très longues, de 30 et 40 ans.

[269] Selon le D^f Booth, les entreprises de services publics affirment qu'elles doivent avoir accès, en tout temps, aux marchés des titres de financement à long terme, étant donné qu'elles doivent financer des actifs à long terme. C'est ce qu'on appelle le principe d'appariement¹⁵⁰.

[270] L'expert de l'AQCIE-CIFQ confirme qu'il s'agit d'un principe de base en finance. Il est clair, selon lui, qu'Hydro-Québec suit une stratégie d'appariement et qu'un CER amorti sur cinq ans, représentant une vie moyenne de trois ans, ne devrait pas être financé avec une dette qui a une échéance moyenne de 18 ou 19 ans et des capitaux propres d'une durée infinie :

« It is quite clear that HQ follows a matching strategy and also that a five year amortising balance in a deferral account with an average life of about 3 years

¹⁴⁸ Pièce A-0059, p. 104.

¹⁴⁹ Pièce A-0059, p. 107 et 108.

¹⁵⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 10.

should not be financed with debt with an average life of 18-19 years and equity with an infinite life »¹⁵¹.

[271] L'utilisation du CMPC pour financer des actifs à court terme, tel un fonds de roulement, peut toutefois être appropriée en certaines circonstances, selon le Dr Booth. Il fait cependant une distinction entre la portion permanente du fonds de roulement et la portion temporaire¹⁵² :

« When we look at net working capital, every company has a certain component of working capital, that we regard as permanent working capital. It's always there. Concentric drew the example of cars. Well, if there is a car that is required to a fleet of cars and equipment, to provide service, they may be three year, four year, five year, six year but for a utility they're constantly being replaced. So we don't think of it, really, in terms of one car. We think of it as a whole sequence of cars that's required to provide service. And that would be a component of permanent working capital, 'cause it's needed to provide service »¹⁵³.

[272] Selon le D^r Booth, la portion permanente constitue la partie principale du fonds de roulement. Comme elle doit être financée sur une base continue, on peut argumenter qu'un financement permanent, comme le CMPC, puisse être approprié du fait que les comptes recevables et les inventaires encaissés seront remplacés par d'autres comptes recevables et inventaires sur une base continue¹⁵⁴, ou que la flotte d'automobiles sera toujours renouvelée.

[273] Par opposition, il y a une portion du fonds de roulement qui est temporaire, parfois saisonnière. Le D^r Booth donne l'exemple de la hausse des inventaires d'un détaillant pour la période de Noël. Cette portion du fonds de roulement est habituellement financée par des emprunts à court terme car, à terme, après la période des fêtes, par exemple, les surplus d'inventaires sont écoulés et les emprunts bancaires sont remboursés¹⁵⁵.

¹⁵¹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 11.

¹⁵² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 12.

¹⁵³ Pièce A-0059, p. 257.

¹⁵⁴ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 12.

¹⁵⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 12 et 13.

[274] Selon le D^r Booth, les CER sont très similaires à la portion temporaire du fonds de roulement. Si les prévisions sont justes, le solde des CER devrait tendre vers zéro. Ces CER devraient donc être financés à court terme. Pour ces CER normaux, le Dr Booth recommande que la Régie utilise un taux d'intérêt à court terme, soit le taux des acceptations bancaires plus une prime de 0,25 % pour le coût de la garantie¹⁵⁶.

[275] L'ACEFQ note que les experts de l'AQCIE-CIFQ et du Distributeur semblent être d'accord sur le principe d'appariement des termes de financement¹⁵⁷. Elle estime que si le Distributeur peut financer le compte de *pass-on* à des taux de court terme de 2 à 3 % et qu'il applique un taux de 7,1 % dans le calcul de son coût aux fins d'établissement des tarifs, « *ceci revient à demander à la clientèle du Distributeur de payer des coûts qui ne correspondent pas avec le prix de marché* »¹⁵⁸.

[276] La Régie retient, à la lumière de la preuve et des témoignages entendus, que l'appariement des termes de financement avec la durée de vie des actifs est un principe reconnu en finance ainsi que par toutes les parties, bien que d'autres considérations soient également prises en compte dans l'établissement d'une stratégie de financement.

[277] La Régie considère que les notions de risque et d'échéance constituent deux facteurs déterminants pour la fixation d'un taux de rendement. Ainsi, le coût de financement d'un actif à faible risque et de court terme devrait théoriquement être inférieur à celui d'un actif plus risqué et à long terme, toutes choses étant égales par ailleurs.

4.3.5 LA GESTION INTÉGRÉE DU FINANCEMENT DE LA DETTE

[278] Selon le Distributeur, il est nécessaire de prendre en compte certaines spécificités propres à sa situation, dont la politique de gestion intégrée du financement de la dette suivie par l'entreprise, l'importance relative de la valeur des CER et l'impact sur sa structure de capital. C'est pourquoi le Distributeur est d'avis que le CMPC doit être utilisé pour la rémunération de ses CER¹⁵⁹.

¹⁵⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 13 et 14.

¹⁵⁷ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 35.

¹⁵⁸ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 40.

¹⁵⁹ Pièce B-0012, p. 17.

[279] Le Distributeur précise, en audience, que la décision de la Régie d'utiliser le coût de la dette intégrée a été prise dû au fait qu'Hydro-Québec gère ses programmes de financement d'une manière globale et intégrée et qu'aucun financement spécifique n'est offert à ses différents secteurs d'activité ou n'est relié à un actif ou un projet en particulier :

« L'utilisation du coût intégré de la dette d'Hydro-Québec reflète donc la réalité de cette gestion. Elle reflète également le fait que la Régie avait conclu à l'époque qu'il n'y avait pas de façon adéquate d'établir un coût de la dette théorique pour les unités réglementées sur une base d'isolement »¹⁶⁰.

[280] Le Distributeur affirme que les CER, au même titre que ses autres actifs, sont financés par Hydro-Québec au moyen de capitaux propres et de capitaux empruntés, et que cela tient autant pour les actifs de long terme que pour les actifs de court terme.

[281] Le Distributeur précise :

« Par ailleurs, la composition du programme d'emprunt d'Hydro-Québec en termes de choix des échéances et de part de dette à taux fixe ou variable tient compte, sur une base consolidée, des projections des besoins de fonds qui intègrent l'ensemble des caractéristiques des flux monétaires des diverses unités et donc, les caractéristiques des flux associés aux CER du Distributeur. Mais, comme indiqué précédemment, il est impossible d'établir un lien entre un actif particulier et un mode spécifique de financement par la dette »¹⁶¹.

[282] Lors de l'audience, M. Lafleur décrit le programme de financement de 2014 :

« [...] on a émis pour un milliard et demi (1.5 G) de dettes, un milliard de billets à taux flottant échéant dans cinq ans, donc en deux mille dix-neuf (2019), à un coût de financement au taux des acceptations bancaires qui est flottant pour les cinq prochaines années plus douze (12) points centésimaux.

En plus de ça, on a émis cinq cent millions (500 M) de deux mille cinquante-cinq (2055) qui, donc, c'est la création de la nouvelle souche deux mille cinquante-cinq (2055). Donc, un milliard et demi (1.5 G) »¹⁶².

¹⁶⁰ Pièce A-0059, p. 116.

¹⁶¹ Pièce B-0012, p. 18 et 19.

¹⁶² Pièce A-0059, p. 106.

[283] En réponse à une question de la Régie, M. Lafleur indique que ce programme de financement couvrirait les besoins de fonds provenant du compte de *pass-on*¹⁶³.

[284] Il précise que le coût de ces émissions pour financer l'ensemble des besoins de fonds d'Hydro-Québec, incluant le compte de *pass-on*, a été de moins de 2,0 % avant les frais de garantie¹⁶⁴. Selon la réponse à l'engagement n° 30, le coût total est de 2,918 %, incluant les frais de garantie. Il y est précisé qu'excluant la portion de dette avec une échéance de 40 ans (la souche de 2055), le taux d'intérêt sur la dette à taux flottant émise en 2014, échéant dans cinq ans, est de 2,085 %¹⁶⁵.

[285] Dans son argumentation, le Distributeur indique que :

« [...] depuis deux mille trois (2003) tous les comptes du Distributeur sont rémunérés au coût moyen du capital. Et toutes les décisions de financement du Distributeur sont faites à la lumière de cette pratique réglementaire »¹⁶⁶.

« [p]our 2015, le trésorier d'Hydro-Québec a déjà financé le solde net important des CER selon les principes reconnus par la Régie. Ce financement, combiné aux autres réalisés par Hydro-Québec en 2014 et prévus en 2015, a eu pour effet de faire baisser le coût intégré de la dette à 6,511 % (6,443 % suite à la révision - HQD-4, document 3.3), à l'avantage de l'ensemble des clients.

Les soldes des CER du Distributeur ont été financés en capital et en dette, le tout, notamment, conformément aux principes réglementaires en vigueur concernant la gestion de la dette intégrée d'Hydro-Québec. Il s'agit bel et bien d'un actif réglementaire reconnu par la Régie comme nécessaire et utile pour rendre le service aux clients »¹⁶⁷.

¹⁶³ Pièce A-0059, p. 220.

¹⁶⁴ Pièce A-0059, p. 220 et 221.

¹⁶⁵ Pièce B-0215, p. 5.

¹⁶⁶ Pièce A-0068, p. 64.

¹⁶⁷ Pièce B-0214, p. 8.

[286] L'ACEFQ dit mal comprendre la raison pour laquelle le Distributeur serait considéré comme indépendant et autonome, sans lien avec la gestion intégrée du financement d'Hydro-Québec, au moment de déterminer le taux de rendement des capitaux propres présumés du Distributeur, mais qu'il doit tenir compte de la gestion intégrée du financement d'Hydro-Québec pour déterminer le taux de rémunération des CER¹⁶⁸.

[287] L'ACEFQ recommande à la Régie, sur la base du principe d'isolement, de rejeter l'argument du reflet de la réalité du financement intégré d'Hydro-Québec. Selon elle, ce reflet n'a pour effet, en ce qui a trait au financement des CER, que d'imposer aux consommateurs québécois des coûts supérieurs au coût de financement sur les marchés financiers¹⁶⁹.

[288] Quant au fait qu'un financement a déjà été effectué en 2014, l'AQCIE-CIFQ suggère que cela n'est pas pertinent. Selon lui, l'ensemble de la rémunération du Distributeur doit être déterminé sur une base de présomption :

« C'est commode qu'il ait fait son emprunt à ce moment-là, ça nous fixe facilement sur le taux qui pouvait être obtenu.

Mais s'il ne l'avait pas fait son emprunt, bien, il faudrait de toute façon qu'on présume une rémunération du capital en question puis au lieu d'arriver avec le constat que la banque ou enfin les investisseurs ont prêté à ce taux-là, bien, on aurait fait l'exercice auquel se livrait monsieur Booth et puis les autres qui aurait donné le même chiffre. Sauf que, dans un cas, au lieu d'être établi sur la base d'une transaction réelle, bien, il aurait été établi comme d'habitude sur la base de la présomption.

[...]

Ce qui est pertinent pour vous c'est de déterminer ce qui est juste et équitable, et pour le Distributeur et pour la clientèle, qu'on détermine comme mode de rémunération »¹⁷⁰.

¹⁶⁸ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 42 et 43.

¹⁶⁹ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 43.

¹⁷⁰ Pièce A-0071, p. 129 et 130.

Opinion de la Régie

[289] La Régie rappelle d'abord quelques éléments du cadre réglementaire portant sur la structure de capital et le coût du capital du Distributeur, tel qu'établi dans sa décision D-2003-93 :

« 2.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que le financement de la dette est effectué de façon intégrée chez Hydro-Québec.

Toutefois, dans la présente section qui traite de la structure et du coût du capital, la Régie a recours au concept d'isolement. Il en découle une structure du capital présumée pour le Distributeur, composée d'un avoir propre présumé et d'une dette présumée auxquels correspondent, selon la Régie, un coût présumé de l'avoir propre et un coût présumé de la dette. En principe, le coût de la dette du Distributeur devrait être calculé indépendamment de celui d'Hydro-Québec intégrée, tout comme le coût de l'avoir propre est calculé distinctement.

Cependant, au cours de l'audience, la Régie n'a pas entendu de preuve suffisamment convaincante portant sur un estimateur applicable au coût présumé de la dette du Distributeur sur une base d'isolement. Par ailleurs, le Distributeur, dans sa réponse à l'engagement numéro 43, a estimé que l'écart entre le coût de la dette du Distributeur isolé et celui d'Hydro-Québec intégrée est relativement faible.

Conséquemment, dans le présent dossier, la Régie retient comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur, le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec telle que calculé par la méthode présentée en preuve par le Distributeur »¹⁷¹. [nous soulignons]

[290] Dans cette décision, la Régie a eu recours au concept d'isolement, d'une part, pour déterminer la structure de capital présumée et, d'autre part, pour déterminer le coût présumé des capitaux propres et le coût présumé de la dette. Selon le concept d'isolement, le Distributeur est considéré comme une entité indépendante et complètement séparée d'Hydro-Québec.

¹⁷¹ Dossier R-3492-2002, décision D-2003-93, p. 57.

[291] Il en découle que la Régie ne peut être liée par une décision d'affaires prise par Hydro-Québec dans sa gestion intégrée de la dette, tel un financement spécifique effectué. Ainsi, le taux ou le coût présumé de la dette du Distributeur n'est qu'un estimateur et, comme tout estimateur, il est perfectible.

[292] La Régie retient de la preuve du Distributeur qu'Hydro-Québec gère ses programmes de financement d'une manière globale et intégrée et qu'aucun financement spécifique n'est offert à ses différents secteurs d'activité ou n'est relié à un actif ou un projet en particulier.

[293] Conséquemment, la Régie ne retient pas l'argument du Distributeur à l'effet que les financements effectués en 2014 et au cours des années précédentes l'ont été en fonction d'une pratique réglementaire précise d'un secteur d'activité particulier, du Distributeur en l'occurrence, et pour un type de comptes d'actifs particulier, les CER.

[294] La Régie rappelle que le recours au concept d'isolement implique que l'établissement de la rémunération du capital du Distributeur doit être fait dans un cadre de présomption, d'une part, et que le recours au coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur a été retenu dans le cadre du dossier R-3492-2002 et pour le présent dossier, d'autre part. Cela n'empêche cependant pas la Régie de changer d'estimateur, au besoin.

[295] En ce qui a trait à l'importance relative des soldes des CER invoquée par le Distributeur, la Régie juge que c'est parce que les montants sont significatifs qu'il est d'intérêt public qu'elle se penche sur la rémunération des CER et recherche un estimateur aussi précis et représentatif que possible des coûts réels de financement de ces CER.

4.3.6 LA COMPATIBILITÉ AVEC LA STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE

[296] Selon le Distributeur, l'attribution d'un financement spécifique aux CER comme, par exemple, un financement constitué à 100 % de dette de court terme, serait incompatible avec son actuelle structure de capital présumée¹⁷².

¹⁷² Pièce B-0012, p. 19.

[297] Il soumet qu'en prenant un cas hypothétique où le solde des CER s'élèverait à 400 M\$ et serait présumé être financé entièrement par l'émission d'une dette du même montant, la structure de capital du Distributeur serait altérée de façon importante. Ainsi, le pourcentage de capitaux propres du Distributeur passerait de 35 % à 33,7 % et celui de la dette de 65 % à 66,3 %, créant un écart significatif avec la structure de capital autorisée par la Régie.

[298] En audience, M. Lafleur explique qu'au niveau intégré, la structure de capital ciblée visait à maintenir un taux de capitalisation supérieur à 25 % et qu'actuellement, l'ensemble de la capitalisation de l'entreprise se situe autour de 30 %¹⁷³.

[299] Appelé à commenter l'impact sur la notation de crédit d'Hydro-Québec de la réduction du taux de capitalisation de 32,6 % à 30,5 %¹⁷⁴ en cinq ans, M. Lafleur répond :

« [...] en fait, passer de trente-deux (32) à trente (30), ce n'est pas si important que ça, mais quand on se rapproche du vingt-cinq pour cent (25 %), là ça commence à être inquiétant. Donc, ça fonctionne peut-être par palier ou par... si vous voulez, par escalade, là, qui... plus on se rapproche du vingt-cinq (25) plus c'est dangereux »¹⁷⁵.

[300] En réponse à une question de l'AQCIE-CIFQ, Concentric reconnaît que chaque fois qu'un assujetti finance un nouvel actif non inclus dans la base de tarification, la structure de capital peut dévier de la structure présumée pour la base de tarification :

« Agreed. The equity ratio will diverge from the deemed equity ratio when incremental debt or new equity financing is arranged for the increase in assets out of rate base. The amount of change would depend on the amount of the financing »¹⁷⁶.

[301] Selon le D^r Booth, la structure de capital présumée constitue une structure cible et le niveau de risque additionnel d'une déviation par rapport à la cible dépend de la permanence d'un changement. Dans le cas du solde des CER, il s'agit de changements

¹⁷³ Pièce A-0059, p. 111 et 112.

¹⁷⁴ Pièce A-0059, p. 218.

¹⁷⁵ Pièce A-0059, p. 219.

¹⁷⁶ Pièce B-0089, p. 10.

temporaires ou à court terme. Conséquemment, il n'y a pas de risque additionnel pour l'actionnaire, ni de perte possible. Selon lui :

« The deemed common equity ratio is a target rate and the amount of additional risk to the equity holder imposed by the deemed debt ratio depends on whether the change is permanent. In contrast, it is the nature of deferral account balances that such changes are either temporary or short term. Consequently, there is no additional risk to the common shareholder and no possible loss »¹⁷⁷.

[302] Pour le D^r Booth, aucune raison n'empêche la Régie d'allouer une composante de dette à court terme pour financer les CER, tout en utilisant la dette à long terme et une composante de capitaux propres pour financer la base de tarification normale¹⁷⁸.

[303] La Régie rappelle que le recours à une structure de capital présumée pour la fixation des tarifs d'électricité au Québec remonte à sa décision D-2002-95, à la demande du Transporteur, où elle s'appliquait spécifiquement à la base de tarification :

« Dans sa demande révisée d'août 2000, le transporteur projette, pour l'année témoin 2001, d'utiliser, pour le financement de la base de tarification du transporteur, une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres [note de bas de page omise] »¹⁷⁹. [nous soulignons]

[304] Plus récemment, dans sa décision D-2009-156 portant sur une demande tarifaire de Gaz Métro, la Régie précisait :

« [219] Selon la Régie, l'établissement d'un taux de rendement raisonnable sur la base de tarification fait intervenir trois paramètres fondamentaux :

- la valeur de la base de tarification;*
- la structure de capital;*
- le coût moyen de la dette et de l'avoir des actionnaires.*

¹⁷⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 17.

¹⁷⁸ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 4.

¹⁷⁹ Dossier R-3401-98, décision D-2002-95, p. 134.

[220] La valeur de la base de tarification est établie sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement »¹⁸⁰.

[305] Selon la Régie, la structure de capital s'applique à la base de tarification, et le TRCP s'applique à la portion présumée de capitaux propres (35 % pour le Distributeur) finançant la base de tarification.

[306] Un financement, uniquement par dette, des CER hors base de tarification n'affecterait donc pas la structure de capital présumée s'appliquant à la base de tarification. La structure de capital incluant 65 % de dette et 35 % de capitaux propres continuerait à s'appliquer à la base de tarification sans CER du Distributeur, comme c'était le cas en 2003, alors qu'il n'y avait aucun CER.

[307] La Régie reconnaît, toutefois, qu'un financement des CER hors base de tarification, uniquement par dette, modifierait la structure de capital présumée sur l'ensemble des actifs du Distributeur.

[308] La Régie note, cependant, qu'il ne s'agit pas d'une modification permanente. Les CER sont des comptes à court terme, dont les soldes sont de nature temporaire, puisqu'ils devraient tendre normalement vers zéro, si les prévisions sont justes.

[309] Il s'agit de déviations que la Régie juge temporaires et limitées, sans influence significative sur le niveau de risque du Distributeur, entre autres à la lumière du témoignage de M. Lafleur qui commentait l'impact, sur la notation de crédit, d'une réduction de 200 points de base de la proportion réelle de capitaux propres chez Hydro-Québec¹⁸¹.

[310] Malgré cette déviation temporaire et limitée, la Régie rappelle que la structure de capital présumée constituée de 35 % de capitaux propres et de 65 % de dette continuera de s'appliquer intégralement à l'ensemble de la base de tarification du Distributeur, en conformité avec les décisions précédentes de la Régie.

¹⁸⁰ Dossier R-3690-2009, décision D-2009-156, p. 56.

¹⁸¹ Pièce A-0059, p. 219.

4.3.7 CHOIX DE L'ESTIMATEUR DU COÛT DE FINANCEMENT DES SOLDES DES CER

[311] Pour l'ensemble des raisons précédemment citées, le Distributeur demande le maintien de la rémunération des CER au CMPC, tel que recommandé par Concentric.

[312] En audience, M. Coyne résume quatre raisons justifiant l'utilisation du CMPC pour rémunérer les CER :

« First, regulatory principles require adherence to the fair return standard for all capital invested in a regulated utility enterprise. Secondly, positive deferral and variance account balances require investment of both debt and equity. And therefore, like any other asset, require financing. Thirdly, the WACC and deemed capital structure together most closely represent how the company has actually financed its business. And they allow for the proper recovery of those financing costs and rates. And lastly, HQ finances its operations on an integrated basis, as referred, and not on a project or asset-specific basis. And that financing is most accurately reflected in the WACC »¹⁸². [nous soulignons]

[313] En réponse aux questions de la Régie, Concentric affirme qu'advenant que la Régie décide de ne pas utiliser le CMPC, l'utilisation d'un taux d'intérêt à cinq ans, basé sur la période d'amortissement totale d'un CER amorti sur cinq ans, est préférable à l'utilisation d'un taux d'intérêt à trois ans, basé sur la durée ou l'échéance moyenne du même CER¹⁸³.

[314] De même, advenant que la Régie décide de ne pas utiliser le CMPC, Concentric affirme qu'il est préférable d'utiliser un taux d'intérêt prospectif plutôt que d'utiliser les taux d'intérêt courants afin de rémunérer les CER, pour des raisons de lissage et parce que cela reflèterait davantage l'aspect prospectif de la détermination des revenus requis¹⁸⁴.

¹⁸² Pièce A-0059, p. 124.

¹⁸³ Pièce B-0153, p. 5.

¹⁸⁴ *Ibid.*

[315] Cependant, le Distributeur mentionne à plusieurs reprises, en audience, que le financement des soldes au compte du *pass-on*, entre autres, avait déjà été effectué. M. Lafleur a reconnu qu'il était inclus dans le financement effectué au mois d'août 2014¹⁸⁵. Le Distributeur l'a également souligné en parlant de la problématique du double comptage (voir la section 4.3.8) :

*« Comme on l'a indiqué, le financement de ces comptes est déjà intégré dans le coût de la dette qui est projeté par Hydro-Québec pour deux mille quatorze (2014). Dans le 6.5.1.1, il y a le financement du deux cent trente-cinq millions (235 M\$) de trop qui s'est croisé en deux mille quatorze (2014) »*¹⁸⁶.

[316] L'ACEFO recommande à la Régie de ne pas autoriser l'utilisation du CMPC pour la rémunération des comptes d'écart, mais plutôt d'utiliser un taux d'intérêt de court terme pour les comptes qui sont réglés annuellement et le coût moyen pondéré de la dette pour ceux qui sont amortis sur plus d'un an¹⁸⁷.

[317] Selon l'ACEFQ, compte tenu de la nature réglementaire et de court terme des CER, leur coût de financement serait bien inférieur à celui de la dette intégrée d'Hydro-Québec. Elle recommande que la Régie fixe le taux de rémunération des comptes de *pass-on* sur la base des taux de marché de court terme¹⁸⁸.

[318] Selon l'expert de l'AQCIE-CIFQ, les CER sont très similaires à la portion temporaire du fonds de roulement. Ces CER devraient donc être financés à court terme. Pour ces CER normaux, le D^r Booth recommande que la Régie utilise le taux des acceptations bancaires plus une prime de 0,25 % pour le coût de la garantie¹⁸⁹.

[319] Il arrive, occasionnellement, des situations spéciales où le solde d'un CER devient si important qu'il est amorti sur plusieurs années. C'est le cas du compte de *pass-on* totalisant 380 M\$, souligne le D^r Booth. Dans ces cas, plutôt que d'utiliser le taux des acceptations bancaires plus 0,25 %, il recommande d'utiliser un taux égal à l'échéance moyenne du compte reporté, plutôt qu'un taux basé sur la période d'amortissement du CER¹⁹⁰.

¹⁸⁵ Pièce A-0059, p. 220.

¹⁸⁶ Pièce A-0059, p. 229.

¹⁸⁷ Pièce C-ACEFO-0011, p. 5.

¹⁸⁸ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 44.

¹⁸⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 13 et 14.

¹⁹⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 2 et 3.

[320] Ainsi, le D^r Booth recommande de prendre un taux d'intérêt sur trois ans pour le compte de *pass-on* amorti sur cinq ans, puisque ce compte a une échéance moyenne pondérée par le temps (une durée) d'environ trois ans. Le taux de rendement actuel d'une obligation à trois ans du gouvernement du Canada est de 1,13 %. Il recommande d'ajouter une prime de 0,45 % pour estimer le taux d'une obligation d'Hydro-Québec, ce qui donnerait, une fois arrondi, un taux de 1,60 %¹⁹¹.

[321] OC reconnaît que lorsque des écarts imprévus surviennent pour des dépenses autorisées, le Distributeur doit financer ces montants, en attendant que ces charges soient récupérées dans les tarifs. Selon elle, il est généralement convenu de rémunérer les entreprises pour ce financement par le biais d'un taux d'intérêt. OC recommande donc de rémunérer les CER au coût de la dette du Distributeur. Comme la plupart des soldes des comptes d'écarts ont des échéances de court terme, soit moins de cinq ans, il serait préférable, selon OC, d'utiliser un taux reflétant cette réalité¹⁹².

[322] L'UC appuie la recommandation du D^r Booth quant à la fixation du taux de rendement acceptable pour le compte de *pass-on*¹⁹³.

[323] La Régie rappelle que la structure de capital du Distributeur, établissant à 35 % la portion de capitaux propres et à 65 % la portion de capitaux empruntés, est une structure de capital présumée. De même, le coût des capitaux propres ainsi que le coût moyen de la dette sont, dans le cadre réglementaire existant depuis sa décision D-2003-93¹⁹⁴, des coûts présumés.

[324] Par conséquent, la Régie ne retient pas l'argument du Distributeur selon lequel le CMPC représente le plus fidèlement la façon dont il finance réellement ses activités. La preuve présentée, notamment le témoignage de M. Lafleur décrivant la stratégie de financement intégré chez Hydro-Québec ainsi que le programme de financement de l'année 2014, ne permet pas de conclure que tous les besoins de financement du Distributeur sont effectivement financés avec une portion de 35 % de capitaux propres.

¹⁹¹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 15.

¹⁹² Pièce C-OC-0010, p. 17 et 18.

¹⁹³ Pièce C-UC-0026, p. 14.

¹⁹⁴ Dossier R-3492-2002.

[325] Selon la Régie, il n'a pas été démontré que les CER, parmi les actifs les moins risqués, doivent être financés et ont effectivement été financés avec 35 % de capitaux propres.

[326] La Régie considère que l'utilisation du CMPC, comprenant à hauteur de 35 % un TRCP incorporant une prime au risque, afin de rémunérer un CER au risque très faible et dont l'effet est de réduire le risque pour l'actionnaire, paraît paradoxale et non justifiée.

[327] Étant donné que les soldes imputés aux CER sont de nature temporaire et qu'ils sont similaires aux éléments temporaires du fonds de roulement, habituellement financés par une source de financement temporaire, la Régie partage la position de l'expert Booth : ces soldes ne devraient pas être financés avec une dette d'une échéance moyenne de plus de 18 ans et des capitaux propres d'une durée infinie.

[328] La Régie juge qu'un taux d'intérêt tenant compte de la période de recouvrement constitue un rendement raisonnable et plus approprié, afin de compenser le coût de financement réel des soldes des CER.

[329] Le coût moyen de la dette du Distributeur est basé sur le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec. Ce coût moyen de la dette est, d'une part, un taux de long terme et, d'autre part, il représente principalement le coût historique de la dette.

[330] Le coût moyen de la dette ne reflète donc pas les taux d'intérêt en vigueur ou prévus, ni les conditions actuelles du marché. Selon la Régie, l'utilisation des taux courants ou de taux prospectifs de court terme permettrait de mieux estimer le coût réel de financement des soldes des CER.

[331] La Régie a recours au principe d'appariement des termes de financement, afin de déterminer les taux d'intérêt applicables à chaque CER. À cette fin, elle utilise la période d'amortissement et de recouvrement, pour des raisons de simplicité et d'allègement réglementaire. Elle ne retient donc pas la recommandation de l'expert Booth de calculer l'échéance moyenne ou la durée de chaque compte de CER, afin de déterminer le taux de rémunération de chacun. Bien que cette méthode soit plus rigoureuse et précise, elle est plus lourde et difficile d'application.

[332] Pour des raisons de simplicité et d'allégement réglementaire, la Régie classe les CER hors base de tarification en deux catégories :

- 1. les CER dont la période d'amortissement et de recouvrement est de trois ans et moins**, incluant tous les comptes d'écarts pour lesquels tout solde estimé pour l'année de base est constaté aux charges de l'année témoin, ainsi que ceux qui sont inclus aux revenus requis de la demande tarifaire du deuxième exercice subséquent;
- 2. les CER amortis sur plus de trois ans**, incluant les comptes de *pass-on* 2013 et 2014 ainsi que le compte de nivellement pour aléas climatiques.

[333] Pour tous les CER de la première catégorie, la Régie détermine que le taux d'intérêt des obligations d'Hydro-Québec 3 ans, majoré des frais de garantie et d'émission, constitue un estimateur raisonnable et approprié, basé sur le principe d'appariement, afin de compenser pour les frais de financement des soldes des CER à la fin de l'année de base.

[334] Pour tous les CER de la deuxième catégorie, la Régie établit que le taux d'intérêt des obligations d'Hydro-Québec 5 ans, majoré des frais de garantie et d'émission, constitue un estimateur raisonnable et approprié, basé sur le principe d'appariement, afin de compenser pour les frais de financement des soldes des CER à la fin de l'année de base.

[335] Dans sa preuve, le D^r Booth utilise les taux d'intérêt courants pour établir sa recommandation quant au taux de rémunération du compte de *pass-on* ou des CER normaux pour l'année témoin. Concentric suggère plutôt d'utiliser un taux prospectif pour l'année témoin, advenant que la Régie décide de ne pas retenir le CMPC. Toutefois, le Distributeur affirme que les soldes des CER ont effectivement été financés en 2014.

[336] La Régie décide d'utiliser, pour le présent dossier, les taux d'intérêt basés sur les taux courants en vigueur au 30 septembre 2014, tels que déposés en preuve, comme estimateurs du taux de financement des soldes des CER de 2014. Cette approche est similaire à celle proposée par l'expert de l'AQCIE-CIFQ. Elle permet de respecter le fait que les soldes des CER, en date du 31 décembre 2014, ont été effectivement financés au cours de l'année 2014, tel que mentionné à maintes reprises par le Distributeur et que cela s'est fait aux conditions de marché prévalant en 2014.

[337] Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie entend utiliser les taux d'intérêt moyens du mois d'octobre de l'année de base. Il est en effet préférable d'utiliser la moyenne des taux d'intérêt pour chaque jour ouvrable du mois, plutôt que d'utiliser le taux du dernier jour du mois, pour des raisons de stabilité. Le choix du mois d'octobre permet, de plus, de s'harmoniser avec la date de mise à jour du taux de rendement de la base de tarification et du coût du capital prospectif déposée en décembre.

4.3.8 LA PROBLÉMATIQUE DU DOUBLE COMPTAGE DE LA DETTE À COURT TERME

[338] Le Distributeur a soutenu que, si un taux de dette à court terme est utilisé pour rémunérer les CER, cette dette doit être éliminée du financement des autres actifs, afin qu'il n'y ait pas double comptage. Ceci affecterait également les autres filiales comme le Transporteur¹⁹⁵ :

« Et ça implique, au minimum, d'ajuster le coût de la dette intégrée. C'est-à-dire qu'il faut enlever du coût de la dette intégrée cette dette particulière, vous la collez aux comptes de frais reportés, et je ne dis pas que c'est ça qu'on veut que vous fassiez, mais si vous considérez faire ça, ça implique, là, qu'elle ne peut pas être à deux (2) places à la fois. Il faut recalculer le coût moyen de la dette pour les autres actifs. Qui va être légèrement plus élevé, là, en raison de ces phénomènes, ça va toucher les actifs de HQD autres que les comptes de frais reportés, ça va toucher les actifs de HQ Transport également »¹⁹⁶.

[339] En réponse à une question du procureur de l'AQCIE-CIFQ, le D^f Booth s'est prononcé sur la question du double comptage en affirmant qu'un ajustement au coût de la dette intégrée peut être fait aisément :

« I would have thought this was a simple undertaking that Hydro-Québec provide HQD's weighted average debt cost, taking out the three hundred and eighty million (\$380 M) financing of the deferral account »¹⁹⁷.

¹⁹⁵ Pièce A-0059, p. 127, 128 et 229 à 232.

¹⁹⁶ Pièce A-0059, p. 232.

¹⁹⁷ Pièce A-0059, p. 273.

[340] À la suite d'une demande de la Régie, le Distributeur fournit le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, en excluant le financement associé à l'effet net du climat rigoureux de l'hiver 2014, tel que comptabilisé aux comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques pour l'année 2014. Dans sa réponse à l'engagement n° 30, le Distributeur mentionne :

« Bien que le calcul du coût de la dette intégrée en excluant le financement associé aux effets nets du climat rigoureux de l'hiver 2014 puisse permettre de régler la problématique du double comptage, ce type de calcul ne peut être envisagé que d'un point de vue conceptuel. En effet, le Distributeur tient à rappeler que cette approche n'est pas compatible avec le cadre réglementaire actuel régissant le coût de la dette. Par ailleurs, l'évaluation demandée se heurte à un obstacle pratique, le financement ayant déjà été effectué.

Cet obstacle découle de la situation suivante : puisque les décisions de financement sont prises sur la base des besoins intégrés d'Hydro-Québec et que les émissions ne sont pas nécessairement réalisées au moment même où chaque besoin se fait sentir, il n'est pas possible, d'identifier les émissions spécifiques associées aux déboursés nets additionnels résultant de l'hiver rigoureux de 2013-2014 »¹⁹⁸. [nous soulignons]

[341] La Régie rappelle que depuis sa décision D-2003-93¹⁹⁹, elle a recours au concept d'isolement en ce qui a trait à la structure et au coût du capital. Selon ce concept, la Régie n'est pas liée par les décisions de financement intégré prises par Hydro-Québec, ni tenue d'en tenir compte, et le coût de la dette intégrée n'est utilisé qu'en tant qu'estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur.

[342] Dans ce cadre réglementaire, la Régie a clairement indiqué que le coût de la dette intégrée n'est utilisé qu'en tant qu'estimateur. Or, comme tout estimateur est perfectible, elle ne retient pas l'argument du Distributeur que cet ajustement, conceptuellement valable, est incompatible avec le cadre réglementaire. La Régie juge plutôt qu'un ajustement peut, dans certains cas, améliorer la précision d'un estimateur, tel le coût présumé de la dette du Distributeur.

¹⁹⁸ Pièce B-0215, p. 3 et 4.

¹⁹⁹ Dossier R-3492-2002.

[343] Aussi, à la lumière des éléments de preuve présentés par les experts des participants dans le cadre du présent dossier, la Régie accepte d'apporter un ajustement à l'estimateur du coût de la dette présumée.

[344] Afin de corriger ce double comptage, la Régie applique le coût du financement effectué en 2014 de 2,918 %²⁰⁰ au solde au 31 décembre 2014 de l'ensemble des CER hors base, incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques hors base de 2014, ainsi que le compte de nivellement pour aléas climatiques inclus dans la base de tarification, le tout totalisant 425,9 M\$, tel que présenté au tableau suivant :

TABLEAU 5
SOLDES DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>Solde au 31 décembre</i> <i>Année de base 2014</i>
Compte de nivellement pour aléas climatiques 2009-2012	222,9
Compte de nivellement pour aléas climatiques 2013	(44,0)
Compte d'écarts - Charge locale de transport	(5,1)
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2012	0,0
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2013	54,9
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2014	325,1
Compte d'écarts - Combustibles	12,1
Compte d'écarts - Tarif de maintien de charge	0,0
Compte d'écarts - Coût de retraite	(13,2)
Compte d'écarts - Pannes majeures	27,4
Compte d'écarts - BEIÉ	(28,7)
Compte d'écarts - Projets majeurs	34,2
Compte d'écarts - Montant à remettre à la clientèle suite à la modification de la base de tarification 2014	(1,9)
Sous-total	583,7
Ajustement du compte de <i>pass-on</i> selon la prévision 11/1 de l'année 2014 (303,1 M\$ - 325,1 M\$)	(22,0)
Ajout du compte de nivellement pour aléas climatiques hors base au 30 novembre 2014 (-128,8 M\$ et -7,0 M\$ intérêts)	(135,8)
Solde net des CER au 31 décembre 2014	425,9

Sources : Extrait de la pièce B-0037, p. 6; pièce B-0213, p. 4 et pièce B-0201, p. 3 et 5.

[345] Cette méthode présume que l'ensemble des soldes aux CER de l'année de base doit être financé à chaque année de base. Le fait que l'ajustement s'applique ainsi à l'ensemble des CER hors base permet de s'assurer qu'il couvre tous les CER rémunérés aux nouveaux taux d'intérêt. La Régie considère qu'il s'agit d'une méthode simple et facile d'application.

²⁰⁰ Tel qu'établi à la pièce B-0215, p. 5.

[346] Ainsi, le taux de rendement de la base de tarification et le coût moyen de la dette sont corrigés de la façon suivante : la Régie ajuste le coût moyen de la dette du Distributeur en retranchant un montant de 12,4 M\$ au numérateur – frais financiers (425,9 M\$ x 2,918 %) et en retranchant un montant de 425,9 M\$ au dénominateur – valeur ajustée de la dette et des swaps, conformément à la méthodologie présentée par le Distributeur à la réponse à l’engagement n° 30. Le taux de rendement de la base de tarification est calculé à partir du coût moyen de la dette ainsi corrigé.

[347] **Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur de déposer et mettre à jour au début du mois de décembre, une version modifiée des tableaux 1 et 2 de la pièce « Taux de rendement et coût du capital prospectif du Distributeur »²⁰¹. Ces tableaux devront être complétés d’une nouvelle colonne indiquant le coût moyen de la dette intégrée, en excluant le coût de financement réalisé durant l’exercice en cours, appliqués aux soldes des CER hors base au 31 décembre de l’année de base. Ces tableaux devront être accompagnés des explications relatives aux calculs et aux hypothèses utilisées, tels que présentés à la réponse du Distributeur à l’engagement n° 30²⁰².**

4.3.9 LE PRINCIPE DE NON-RÉTROACTIVITÉ ET L’EFFET RÉTROSPECTIF

[348] Questionné par la Régie en audience, en fin de plaidoirie, le Distributeur soulève la question de l’impact rétroactif que pourrait avoir une décision portant sur le changement d’estimateur pour la rémunération des CER.

[349] Le Distributeur affirme :

« Vous avez raison, effectivement, la Régie peut, dans un contexte où elle établit les règles aux fins de fixation, établir une nouvelle façon de fixer le coût de la dette du Distributeur selon le principe du « stand alone » qui était discuté dans la D-2003-93. Par contre, ce n’est pas ça qui... il a été décidé en deux mille un (2001) et en deux mille trois (2003) que le meilleur estimateur du coût de la dette du Distributeur était le coût de la dette intégrée.

²⁰¹ Pièce B-0174.

²⁰² Pièce B-0215.

Donc, depuis cette date, à tous les dossiers tarifaires, la règle applicable était que le coût de la dette du Distributeur était sa proportion, si on veut, du coût de la dette présumé de l'entreprise. Et c'est selon ces règles-là que le Distributeur et que l'entreprise s'est comportée »²⁰³.

[...]

« Si vous changez la... si vous changez les règles en ce qui concerne le coût de la dette du Distributeur aujourd'hui, bien, en fait, vous privez le Distributeur d'un coût qui a toujours été légitime en vertu des règles applicables. Le Distributeur a toujours eu le droit de récupérer son financement sur la base du coût moyen du capital.

Et lorsque on décide que, pour certains comptes, on n'utilisera plus le coût du capital, mais on va utiliser un coût de dette à court terme, bien, on réduit la portion du revenu requis qui... à laquelle le Distributeur avait droit en vertu des règles applicables.

Et évidemment, là, je vous épargne le fait qu'il y a... la preuve a démontré qu'il y a eu du financement et que c'est ce financement qui a été fait dans un contexte où la règle était que le Distributeur était en mesure de récupérer sa portion du coût présumé de la dette et que ce financement-là a eu lieu dans ce contexte-là et que votre décision de changer le coût de la dette, bien, viendrait rétroactivement, dans le fond, affecter cette décision dans la mesure où, non, vous croyez que vos dépenses en termes de dette étaient récupérables selon le critère du coût moyen de la dette, alors, non, ce n'est pas ça, pour une partie, c'est d'autre chose »²⁰⁴.

[nous soulignons]

[350] Dans sa réplique, le Distributeur revient sur la question et soumet que la Régie ne peut pas changer la rémunération sur tous les soldes de comptes d'écarts constatés avant le 31 décembre 2014, même s'il s'agit de la rémunération pour les années 2015 et suivantes, suggérant qu'il s'agirait d'une tarification rétroactive.

[351] Pour sa part, l'AQCIE-CIFQ estime que l'argument du Distributeur n'est pas applicable à la modification du taux de rémunération des CER, même s'il convient que le principe de non-rétroactivité doit être respecté.

²⁰³ Pièce A-0071, p. 8 et 9.

²⁰⁴ Pièce A-0071, p. 11 et 12.

[352] L'intervenant rappelle que le Distributeur ne peut à la fois demander la modification de l'étalement d'un compte et invoquer la non-rétroactivité tarifaire à l'encontre d'un changement dans le mode de rémunération.

[353] La Régie ne retient pas l'argument du Distributeur et est d'avis que la position de l'AQCIE-CIFQ est appuyée par la jurisprudence de la Régie et par celle des tribunaux supérieurs.

[354] En effet, la Régie statuait, dès sa décision D-2000-222²⁰⁵, que le pouvoir tarifaire qui lui est dévolu par la Loi est qualifié de positif, donc de nature « prospective » lorsqu'elle fixe les tarifs et impose les conditions de transport et de distribution.

[355] La Régie applique, de façon générale, le principe de non-rétroactivité tarifaire, tel qu'énoncé par la Cour suprême du Canada dans *Bell Canada c. CRTC*²⁰⁶, au sens où elle considère qu'elle ne pourrait pas rendre « *des ordonnances applicables à des périodes antérieures à la décision finale* ».

[356] Cependant, la Régie distingue l'effet rétroactif d'une décision qui modifie les conséquences juridiques sur un fait passé, de l'effet rétrospectif de celle-ci, qui modifie les conséquences juridiques futures des faits accomplis, sans modifier les effets produits avant son entrée en vigueur.

[357] Tel que reconnu par l'arrêt de la Cour suprême du Canada dans *Métro-Richelieu Inc. c. Collin*²⁰⁷, il importe de faire la distinction entre les deux principes :

« 46 En effet, les principes de rétroactivité, d'application immédiate et de rétrospectivité des lois nouvelles ne doivent pas être confondus. Il n'y a pas de rétroactivité lorsqu'une loi nouvelle s'applique à une situation constituée d'un ensemble de faits survenus avant et après l'entrée en vigueur du nouveau texte de loi ou à des effets juridiques qui chevauchent cette date (Côté, op. cit., p. 220). Lorsque des faits sont en cours au moment de son entrée en vigueur, la loi nouvelle s'applique selon le principe de l'application immédiate, c'est-à-dire qu'elle régit le déroulement futur de la situation juridique (Côté, op. cit., p. 191 et suiv.). Si les effets juridiques sont en cours au moment de l'entrée en vigueur de la

²⁰⁵ Dossier R-3401-98.

²⁰⁶ *Bell Canada c. CRTC*, [1989] 1 R.C.S., 1722, p. 1758.

²⁰⁷ *Épiciers Unis Métro-Richelieu Inc., division « Éconogros » c. Collin*, 2004 CSC 59 (CanLII).

loi nouvelle, le principe de la rétrospectivité s'applique. Selon ce principe, la loi nouvelle régit les conséquences futures de faits accomplis avant son entrée en vigueur, sans toutefois modifier les effets qui se sont produits avant cette date (Côté, op. cit., p. 167 et suiv., et p. 245 et suiv.). Dans le cas où elle vient modifier ces effets antérieurs, la loi nouvelle a un effet rétroactif (Côté, op. cit., p. 167 et suiv.). Le professeur Driedger a bien mis en évidence cette distinction entre les effets rétroactif et rétrospectif :

[TRADUCTION] Une loi rétroactive est une loi qui s'applique à une époque antérieure à son adoption. Une loi rétrospective ne dispose qu'à l'égard de l'avenir. Elle vise l'avenir, mais elle impose de nouvelles conséquences à l'égard d'événements passés. Une loi rétroactive agit à l'égard du passé. Une loi rétrospective agit pour l'avenir, mais elle jette aussi un regard vers le passé en ce sens qu'elle attache de nouvelles conséquences à l'avenir à l'égard d'un événement qui a eu lieu avant l'adoption de la loi. Une loi rétroactive modifie la loi par rapport à ce qu'elle était; une loi rétroactive rend la loi différente de ce qu'elle serait autrement à l'égard d'un événement antérieur. [...]

(E. A. Driedger, « Statutes : Retroactive Retrospective Reflections » (1978), 56 R. du B. can. 264, p. 268-269) ». [nous soulignons]

[358] La Régie retient également que « [...] selon la jurisprudence, lorsque la loi ne modifie que les effets futurs d'un fait passé, elle n'est pas vue comme étant rétroactive; son effet est décrit comme simplement prospectif puisque le droit ne change que pour l'avenir »²⁰⁸.

[359] La Régie a d'ailleurs déjà reconnu que l'effet rétrospectif d'une décision n'est pas incompatible avec le pouvoir tarifaire prospectif qui lui est dévolu. Elle affirmait dans sa décision D-2012-021 que :

« [120] Le changement de référentiel comptable oblige la Régie à revoir, pour l'avenir, l'ensemble des normes IFRS et de s'assurer de leur cohérence réciproque. Ce faisant, la Régie ne rend pas une décision rétroactive affectant la situation antérieure de la Demanderesse.

²⁰⁸ P.-A. Côté, *Interprétation des lois*, 3^e éd., Montréal, Thémis, 1999, p. 169.

[121] La décision de la Régie ne viendra pas changer les effets passés des décisions qui accordaient un rendement raisonnable sur cet actif du Distributeur et du Transporteur jusqu'au 31 décembre 2011 »²⁰⁹.

[360] Ainsi, la fixation d'un nouvel estimateur comme taux de rémunération des CER a un effet rétrospectif et n'est pas incompatible avec le pouvoir de tarification prospectif de la Régie. En somme, la détermination du taux de rémunération des CER peut prendre effet pour l'année 2015 et les suivantes, sans contrevenir au principe réglementaire de non-rétroactivité tarifaire.

[361] Or, tel qu'exprimé précédemment²¹⁰, depuis sa décision D-2003-93²¹¹, la Régie a reconnu le principe d'isolement comme cadre réglementaire en ce qui a trait à la structure et au coût du capital et a retenu comme estimateur, pour les fins de cette décision et à défaut d'un estimateur plus convaincant, le coût de la dette intégrée.

[362] Par ailleurs, à l'intérieur des principes réglementaires reconnus, la Régie a annoncé dans ses décisions D-2014-037²¹² et D-2014-160 qu'elle entendait revoir la rémunération des comptes d'écart et demandait au Distributeur de déposer des analyses approfondies sur l'ensemble des comptes d'écart et un balisage externe sur le sujet.

[363] La Régie estime qu'elle dispose de toute la preuve nécessaire pour décider à cet égard, en conformité avec les principes réglementaires en vigueur. Elle est justifiée de modifier l'estimateur du coût de la dette, afin d'établir une nouvelle rémunération des CER. Contrairement à ce que prétend le Distributeur, appliquer les nouvelles règles de rémunération aux soldes existants au 1^{er} janvier 2015 ne constitue pas une tarification rétroactive. Il s'agit plutôt de modifier les effets juridiques futurs de faits passés.

4.3.10 CONCLUSION

[364] Pour l'année témoin 2015, la Régie fixe le taux d'intérêt applicable aux CER de la première catégorie, ceux dont la période d'amortissement et de recouvrement est de trois ans et moins, selon le taux des obligations d'Hydro-Québec 3 ans au

²⁰⁹ Dossier R-3768-2011, décision D-2012-021, p. 28.

²¹⁰ Voir l'opinion de la Régie à la section 4.3.5 de la présente décision.

²¹¹ Dossier R-3492-2002.

²¹² Dossier R-3854-2013 Phase 1.

30 septembre 2014, majoré des frais de garantie de 0,50 % et des frais d'émission de 0,06 %, soit 2,233 %²¹³.

[365] **Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie juge que le taux d'intérêt moyen des obligations d'Hydro-Québec 3 ans du mois d'octobre de l'année de base, majoré des frais de garantie et d'émission, constitue un estimateur raisonnable et approprié, basé sur le principe d'appariement, afin de compenser pour les frais de financement des soldes, à la fin de l'année de base, des CER de la première catégorie, soit ceux dont la période d'amortissement et de recouvrement est de trois ans et moins.**

[366] **Pour l'année témoin 2015, la Régie fixe le taux d'intérêt applicable aux CER de la deuxième catégorie, soit les CER amortis sur plus de trois ans, selon le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans au 30 septembre 2014, majoré des frais de garantie de 0,50 % et des frais d'émission de 0,06 %, soit 2,732 %²¹⁴.**

[367] **Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie juge que le taux d'intérêt moyen des obligations d'Hydro-Québec 5 ans du mois d'octobre de l'année de base, majoré des frais de garantie et d'émission, constitue un estimateur raisonnable et approprié, basé sur le principe d'appariement, afin de compenser pour les frais de financement des soldes, à la fin de l'année de base, des CER de la deuxième catégorie, soit les CER amortis sur plus de trois ans.**

[368] Afin de corriger la problématique du double comptage, la Régie applique le coût de financement de 2014 (2,918 %), selon la réponse à l'engagement n°30, au solde de l'ensemble des CER hors base au 31 décembre 2014, établi à 425,9 M\$. Le coût de la dette intégrée applicable aux actifs autres que les CER passe ainsi de 6,443 % à 6,478 %.

[369] **Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur d'utiliser les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'avril de l'année de base dans sa preuve initiale, et de déposer une mise à jour avec les données du mois d'octobre de l'année de base. Le Distributeur devra**

²¹³ Tel qu'établi à la pièce B-0154 : $2,233 \% = 1,673 \% + 0,50 \% + 0,06 \%$.

²¹⁴ Tel qu'établi à la pièce B-0083 : $2,732 \% = 2,172 \% + 0,50 \% + 0,06 \%$.

déposer et mettre à jour au début du mois de décembre, la mise à jour de la pièce B-0154 (fichier excel), présentant les données historiques mensuelles et quotidiennes, depuis le 31 décembre 2009, tirées de Bloomberg, quant aux taux d'intérêt des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens, et sous le même format et avec le même niveau de détail, les données quant aux taux d'intérêt des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens.

4.4 MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DES SOLDES 2013 ET 2014 DU COMPTE DE *PASS-ON*

[370] Compte tenu du caractère exceptionnel des coûts d'approvisionnement encourus au cours de l'hiver 2013-2014 en raison des conditions climatiques très rigoureuses, le Distributeur présente des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 enregistrant des écarts substantiels à récupérer de la clientèle au 31 décembre 2014. Le solde du compte pour chacune des années s'élève à :

- *pass-on* 2013 : 54,9 M\$ correspondant à la différence entre le montant constaté dans les revenus requis de 2014 et l'écart réel de l'année 2013, incluant des intérêts débiteurs de 3,7 M\$ en 2014;
- *pass-on* 2014 : 325,1 M\$ évalué sur une base de 4 mois réels et de 8 mois projetés en 2014.

[371] Le Distributeur souligne qu'en fonction des modalités de disposition du compte de *pass-on* actuellement en vigueur, reconnues dans la décision D-2007-12²¹⁵, la totalité de ces sommes, soit 380,0 M\$, devrait être versée dans les revenus requis 2015.

[372] Il est d'avis que l'importance des montants en cause justifie de modifier, de façon ponctuelle, les modalités de disposition des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, de façon à répartir sur cinq ans, à compter de 2016, le solde de ce compte plutôt que de procéder à un versement intégral dans les revenus requis de 2015, comme la pratique reconnue l'exigerait.

²¹⁵ Dossier R-3610-2006, décision D-2007-12, p. 16 et 19.

[373] Selon la pratique reconnue, l'ajustement tarifaire demandé du 1^{er} avril 2015 aurait été de 7,6 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance, pour lesquels l'ajustement tarifaire demandé aurait été de 7,3 %²¹⁶.

[374] Le Distributeur propose de ne verser aucun montant relatif au solde des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 dans les revenus requis de 2015, permettant ainsi de limiter à 3,9 % l'ajustement tarifaire demandé du 1^{er} avril 2015 pour tous les clients, et à 3,5 % pour les clients industriels de grande puissance.

[375] Ainsi, le Distributeur propose l'introduction d'une mesure ponctuelle, afin de disposer du solde exceptionnel des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, en privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs.

[376] Il ajoute qu'il pourrait se poser les mêmes questions que cette année, si l'année prochaine un phénomène météorologique extrême se reproduisait à nouveau²¹⁷. Il souligne cependant que la température de l'hiver 2013-2014 était exceptionnelle, avec une probabilité de 0,6 %, du jamais vu depuis les 50 dernières années²¹⁸.

[377] Selon le Distributeur, cette demande est conforme au souci de la Régie d'assurer la stabilité tarifaire et de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle, éléments retenus dans sa décision D-2008-024²¹⁹ dans laquelle elle reconnaît l'importance d'une approche au cas par cas²²⁰.

[378] De plus, le Distributeur précise que cette demande est cohérente avec les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques, d'autant plus qu'il est question d'appareiller des comptes d'écarts résultant d'un même événement²²¹.

²¹⁶ Pièce B-0070, p. 25.

²¹⁷ Pièce A-0049, p. 117.

²¹⁸ Pièce A-0051, p. 209.

²¹⁹ Dossier R-3644-2007, décision D-2008-024, p. 15.

²²⁰ Pièce B-0013, p. 6.

²²¹ Pièce B-0214, p. 6.

[379] L'ACEFQ recommande que la Régie adopte, de façon exceptionnelle et ponctuelle pour l'année tarifaire 2015-2016, le mode de calcul du compte de *pass-on* 2014 sur une base de 9 mois réels et de 3 mois projetés, ou sur des données plus à jour que le Distributeur pourrait lui soumettre. L'UC appuie la recommandation de l'ACEFQ.

[380] Considérant le niveau très élevé du revenu additionnel requis de l'année témoin 2015, tel que soumis par le Distributeur, l'ACEFQ recommande de modifier de façon exceptionnelle la modalité actuelle de disposition des comptes de *pass-on* pour ne verser aucun montant relatif aux soldes des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 dans les revenus requis du Distributeur de 2015, de les maintenir hors de la base de tarification du Distributeur jusqu'à la fin de la prochaine année tarifaire et de les rémunérer sur la base des taux des marchés de court terme. L'ACEFQ recommande également que la Régie réévalue la situation des comptes de *pass-on* au prochain dossier tarifaire.

[381] L'AQCIE-CIFQ indique que l'inclusion de la somme de 380 M\$ aux revenus requis de l'année 2015 occasionnerait une hausse tarifaire de 7,3 % pour les clients industriels de grande puissance. Une telle augmentation causerait un choc tarifaire très important pour ses membres qui valorisent grandement la stabilité tarifaire. Un tel choc aurait des répercussions négatives sur la position concurrentielle de leurs membres par rapport à leurs concurrents opérant dans d'autres juridictions.

[382] L'AQCIE-CIFQ recommande d'approuver la demande de disposer, de façon ponctuelle, du solde inscrit aux comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sur cinq ans, à compter de 2016, plutôt que de le verser intégralement dans le coût de service de 2015, et de fixer un mode de rémunération du compte qui soit équitable.

[383] Selon OC, la perspective d'un choc tarifaire annuel de 7,6 % serait difficile à absorber pour la clientèle résidentielle et la flexibilité qu'offrent les modalités du compte de *pass-on* est une bonne opportunité de lisser le choc sur plusieurs années. Après avoir examiné la proposition du Distributeur, l'intervenante constate toutefois l'importance des coûts de financement sur l'ensemble de la période. En conséquence, OC recommande d'amortir les soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on* sur une période de trois ans, à partir de 2016. Quant à la rémunération du compte de *pass-on*, elle estime que l'utilisation du coût de la dette du Distributeur serait, à cet égard, plus appropriée.

[384] Le ROEÉ s'oppose à la proposition du Distributeur d'étaler le solde des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sur cinq ans et demande que ces montants soient versés au coût de service 2015, comme il se doit. L'intervenant croit que la meilleure façon pour la clientèle du Distributeur de se prémunir contre les impacts énergétiques reliés aux aléas climatiques passe par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

[385] SÉ-AQLPA invite la Régie à refuser la modification demandée par le Distributeur, parce qu'elle augmenterait les tarifs d'un coût de financement de 84 M\$ sur la période de 2015 à 2020, qu'elle priverait le Distributeur de sa capacité de s'adapter à des événements futurs qui pourraient ajouter de la pression à la hausse sur les tarifs et parce qu'une telle proposition ne respecte pas l'équité intergénérationnelle.

[386] L'UC propose que deux comptes de *pass-on* soient désormais utilisés : l'un pour les achats réalisés auprès du Producteur, l'autre pour les achats réalisés auprès d'autres fournisseurs. L'UC propose également que la rémunération du compte de *pass-on* pour les achats réalisés auprès du Producteur soit minimale, voire nulle.

[387] L'UMQ soumet que l'esprit des règles municipales en cette matière est de ne pas reporter le paiement d'un excédent de dépense non capitalisable, sitôt constaté. L'intervenante indique qu'un lissage sur cinq ans apparaît comme une très longue période, reportant une dépense non prévue mais constatée en 2013-2014 jusqu'en 2020-2021. L'UMQ recommande à la Régie d'user d'une grande prudence à cet égard et de ne pas céder à la tentation de reporter la prise en compte de telles dépenses pour réduire en 2015-2016 la hausse requise des tarifs d'électricité.

[388] La Régie doit arbitrer entre, d'une part, l'impact tarifaire et l'équité intergénérationnelle et, d'autre part, l'impact sur le coût de financement sur la période 2015 à 2020.

[389] La Régie note que la proposition du Distributeur d'amortir le solde des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, totalisant 380 M\$ sur cinq ans, à compter de l'année témoin 2016, prévoit un coût de financement basé sur le CMPC de 7,102 % qui s'élève à 84,9 M\$ sur la période 2015 à 2020, incluant un coût de financement de 27,1 M\$ en 2015.

[390] À la demande de la Régie, le Distributeur présente le solde du compte de *pass-on* 2014, établi sur une base de 11 mois réels et de 1 mois projeté, pour un montant débiteur de 303,1 M\$, comparativement au solde de 325,1 M\$, établi sur une base de 4 mois réels et de 8 mois projetés, soit une baisse de 22,0 M\$²²².

[391] La Régie considère que le solde du compte de *pass-on* 2013 de 54,9 M\$ et du compte de *pass-on* 2014, établi sur une base de 11 mois réels et de 1 mois projeté, de 303,1 M\$, traduit une situation exceptionnelle. Elle est d'avis que dans un tel cas exceptionnel, et pour un montant de cette importance, il est dans l'intérêt public de réduire le solde du compte de *pass-on*.

[392] La Régie demande de verser immédiatement dans les revenus requis 2015 un montant débiteur de 135,8 M\$ associé au compte de *pass-on* 2014, et exceptionnellement, un montant créditeur de 135,8 M\$ provenant du solde du compte de nivellement pour aléas climatique de 2014²²³. Le solde des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 est ainsi réduit de 358,0 M\$ à 222,2 M\$.

[393] Considérant l'importance du principe de stabilité tarifaire, la Régie accueille la proposition du Distributeur d'amortir, exceptionnellement, le solde des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 (réduit à 222,2 M\$) sur une période de cinq ans, à compter de l'année témoin 2016. L'écart constaté avec les données réelles 2014 sera également amorti sur une période de cinq ans, à compter de 2016.

[394] La Régie demande aussi d'appliquer, à compter de 2015, le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans majoré des frais de garantie et d'émission, soit de 2,732 % en 2015 (voir la section 4.3.10), réduisant ainsi le coût de financement.

[395] Le tableau suivant présente l'impact du coût de financement sur les revenus requis de la période 2015 à 2020.

²²² Pièce B-0213, p. 4.

²²³ Pièce B-0201, p. 3 à 5.

TABLEAU 6
COMPTES DE PASS-ON 2013 ET 2014

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale (4/8 2014)</i>	<i>Mise à jour (11/1 2014)</i>	<i>Décision de la Régie</i>	<i>Impact revenus requis 2015</i>
Compte de <i>pass-on</i> 2013	54,9	54,9	54,9	
Compte de <i>pass-on</i> 2014	325,1	303,1	303,1	
Solde au 31 décembre 2014	380,0	358,0	358,0	
Versé aux revenus requis 2015	0,0	0,0	(135,8)	135,8
	380,0	358,0	222,2	
Intérêts 2015	27,1	25,4	6,1	
Solde au 31 décembre 2015	407,1	383,4	228,3	135,8
<i>Intérêts 2015-2020</i>	84,9	79,9	18,6	
<i>Taux de rémunération</i>	7,102 %	7,102 %	2,732 %	

Sources : Pièce B-0037, p. 11; pièce B-0070, p. 41; pièce B-0213, p. 4 et pièce B-0201, p. 3.

Note : Les intérêts sont calculés à partir des fichiers excel de la pièce B-0070, p. 41 et de la pièce B-0133, p. 22.

[396] La Régie estime à 18,6 M\$ le coût de financement du solde des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 de 222,2 M\$, au taux de 2,732 % sur la période 2015-2020, soit une baisse de 66,3 M\$ par rapport à la demande initiale du Distributeur (solde de 380,0 M\$ au taux de 7,102 %).

[397] Par ailleurs, la Régie souligne que le versement exceptionnel du compte de nivellement pour aléas climatiques 2014 dans les revenus requis 2015, au montant créditeur de 135,8 M\$, réduit le revenu de financement de 30,3 M\$ sur la période 2015-2020 par rapport aux modalités en vigueur.

[398] L'impact net résulte en une baisse de 36,0 M\$ sur le coût de financement de la période 2015-2020 par rapport à la demande initiale du Distributeur.

5. PARAMÈTRES FINANCIERS

[399] Le coût du capital du Distributeur se compose de deux éléments, soit le taux de rendement de la base de tarification et le coût du capital prospectif.

[400] Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul de ces deux éléments sont :

- la structure de capital présumée;
- le taux de rendement sur l'avoir propre;
- le coût de la dette;
- le taux prospectif de la dette pondéré.

5.1 **STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES**

[401] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée précédemment par la Régie dans sa décision D-2003-93²²⁴, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

[402] Le TRCP proposé par le Distributeur est de 8,2 % pour l'année témoin 2015, soit le taux récemment fixé par la Régie dans sa décision D-2014-034.

[403] Le Distributeur précise que la décision D-2014-034, rendue en mars 2014 dans le dossier R-3842-2013, est contemporaine. Les paramètres influençant le taux de rendement du Distributeur ont peu changé depuis cette décision et le contexte économique et financier observé au dossier précité continue de prévaloir²²⁵.

²²⁴ Dossier R-3492-2002, décision D-2003-93, p. 51.

²²⁵ Pièce B-0017, p. 6.

[404] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que sa décision D-2014-034, fixant le TRCP à 8,2 %, est très récente. Aussi, les principaux paramètres influençant le TRCP ainsi que le contexte économique et financier n'ont que très peu changé depuis.

[405] La Régie prend acte du fait que le Distributeur ne propose pas de modification à sa structure de capital présumée, utilisée pour le financement de sa base de tarification et elle fixe, pour l'année témoin 2015, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur à 8,2 %.

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[406] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2015, un coût moyen de la dette de 6,511 %, soit une diminution de 0,050 % par rapport au taux de 6,561 % approuvé pour 2014.

[407] Conformément à la décision D-2014-034²²⁶, le Distributeur dépose en décembre la mise à jour du coût moyen de la dette, en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2014. Selon cette mise à jour, le coût moyen de la dette passe à 6,443 % pour l'année témoin 2015.

[408] Afin d'apporter un ajustement pour tenir compte d'un effet de double comptage invoqué par le Distributeur, le coût moyen de la dette passe de 6,443 % à 6,462 %²²⁷. Cet ajustement reflète le solde net de deux CER totalisant 236 M\$²²⁸ et utilise un taux moyen de l'ensemble des nouvelles émissions réalisées en 2014, soit 2,918 %.

[409] Avec la présente décision, la Régie décide d'appliquer cet ajustement au solde, au 31 décembre de l'année de base 2014, de l'ensemble des CER hors base, établi à 425,9 M\$. Ainsi, le nouvel estimateur du coût moyen de la dette applicable aux actifs autres que les CER passe à 6,478 %, tel qu'illustré au tableau suivant :

²²⁶ Dossier R-3842-2013, décision D-2014-034, p. 68, par. 273.

²²⁷ Pièce B-0215, p. 5.

²²⁸ Comptes de *pass-on* 2013 et 2014 (totalisant 364 M\$ selon la prévision 9/3 de l'année 2014) et compte de nivellement pour aléas climatiques (-128 M\$ au 30 septembre 2014).

TABLEAU 7
COÛT MOYEN DE LA DETTE APPLICABLE
AUX ACTIFS AUTRES QUE LES CER

<i>(en M\$)</i>	<i>2015 révisé en décembre 2014</i>	<i>2015 selon l'engagement 30</i>	<i>2015 Décision de la Régie</i>
Numérateur - Frais financiers	2 729	2 723	2 717 ¹
Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps	42 365	42 129	41 939 ²
Coût moyen de la dette	6,443 %	6,462 %	6,478 %

Sources : Pièce B-0174, p. 6 et pièce B-0215, p. 5.

Note 1 : Ajustement de 12,4 M\$ par rapport à la mise à jour de décembre 2014 (425,9 M\$ x 2,918 %).

Note 2 : Ajustement de 425,9 M\$ par rapport à la mise à jour de décembre 2014 correspondant aux soldes des CER hors base au 31 décembre 2014.

[410] Par conséquent, la Régie établit le coût moyen de la dette à 6,478 % pour l'année témoin 2015.

5.3 TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[411] Le Distributeur demande initialement à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 7,102 %, soit une diminution de 0,033 % par rapport au taux de 7,135 % approuvé pour 2014. Ce taux, pour l'année témoin 2015, correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du TRCP de 8,2 % et du coût moyen de la dette de 6,511 %²²⁹.

[412] Avec la mise à jour de décembre 2014 déposée par le Distributeur, le taux de rendement sur la base de tarification passe de 7,102 % à 7,058 %²³⁰.

[413] En prenant compte de l'ajustement visant à corriger le double comptage de la dette, tel qu'établi précédemment, la Régie utilise le nouvel estimateur du coût moyen de la dette applicable aux actifs autres que les CER, aux fins du calcul du taux de rendement de la base de tarification.

²²⁹ Pièce B-0016, p. 6.

²³⁰ Pièce B-0174, p. 7.

TABLEAU 8
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2015 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Coût moyen de la dette	65 %	6,478 %	4,211 %
Taux de rendement de la base de tarification			7,081 %

[414] **La Régie détermine pour l'année 2015 un taux de rendement de la base de tarification du Distributeur de 7,081 %.**

[415] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives à l'ajustement du coût moyen de la dette et du taux de rendement de la base de tarification en tenant compte de la présente décision en ce qui a trait à la rémunération des CER. Elle lui demande de déposer le détail du calcul ainsi ajusté, au plus tard le 16 mars 2015, à 11 h.**

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[416] Le Distributeur demande initialement à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 5,949 %, applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2015.

[417] Le 4 décembre 2014, le Distributeur dépose le coût du capital prospectif révisé à 5,651 % à la suite de la mise à jour du coût moyen de la dette utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre.

TABLEAU 9
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2015 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition	65 %	4,279 %	2,781 %
Coût du capital prospectif		5,651 %	

[418] **La Régie détermine pour l'année témoin 2015 le taux moyen du coût du capital prospectif à 5,651 %.**

6. PRÉVISION DES VENTES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[419] Selon la preuve initiale déposée le 5 août 2014, le Distributeur prévoit, pour l'année témoin projetée 2015, des ventes en énergie totales de 172,3 TWh, soit une croissance de 0,54 % par rapport aux ventes normalisées de 2014 (171,4 TWh)²³¹. En audience, le Distributeur indique que les ventes prévues pour 2015 ont été révisées à la baisse de 991 GWh par rapport à la prévision initiale, entraînant une baisse de revenus estimée à 40 M\$²³². Les secteurs visés par ces révisions sont plus spécialement ceux liés au tarif L ainsi qu'aux contrats spéciaux²³³.

[420] Considérant l'importance de la variation anticipée des ventes au tarif L et aux contrats spéciaux, l'analyse de la Régie sur la prévision des ventes tient compte de cet ajustement.

²³¹ Pièce B-0015, p. 5.

²³² Pièce A-0049, p. 52 et 53.

²³³ Pièce A-0055, p. 59 à 61.

[421] Le Distributeur apporte les explications suivantes au sujet des variations anticipées des ventes pour les principales catégories tarifaires²³⁴ :

- Tarifs D et DM : le Distributeur prévoit une croissance des ventes de 807 GWh causée par la mise en chantier de 38 800 unités d'habitation (+720 GWh), ainsi que par la croissance de l'activité économique (+180 GWh). Cette croissance est cependant atténuée par l'actualisation de la normale climatique (-150 GWh).
- Tarifs G, G-9 et M : le Distributeur prévoit une hausse de +261 GWh, justifiée principalement par la croissance de l'activité économique des secteurs commercial, institutionnel et industriel PME (+310 GWh). Cette hausse est cependant atténuée par l'actualisation de la normale climatique (-20 GWh). Par ailleurs, la réforme des tarifs généraux a un impact global nul pour ces tarifs, alors que 370 GWh du tarif G sont transférés au tarif G-9 (+30 GWh) et au tarif M (+340 GWh).
- Tarif L : initialement, le Distributeur prévoyait pour 2015 des ventes de 29 957 GWh, soit une baisse des ventes de -203 GWh par rapport à l'année 2014. Le Distributeur a toutefois revu davantage à la baisse les ventes au tarif L, principalement en raison du ralentissement des activités dans les secteurs des pâtes et papiers (-755 GWh) et des mines (-127 GWh). En incluant les variations observées dans les autres secteurs d'activités, tels que le pétrole et la chimie (+51 GWh), la sidérurgie, la fonte et l'affinage (+45 GWh) et divers manufacturiers (-18 GWh), les ventes au tarif L diminuent de 804 GWh par rapport à la prévision initiale, pour un nouveau total de 29 153 GWh²³⁵;
- Contrats spéciaux : de même que pour le tarif L, le Distributeur révisé à la baisse (-187 GWh) les prévisions des ventes des contrats spéciaux en 2015. Ainsi, la croissance des ventes de ce secteur pour 2015 passe de +315 GWh à +128 GWh²³⁶.

²³⁴ Pièce B-0015, p. 6 à 10.

²³⁵ Pièce A-0055, p. 59 et 60.

²³⁶ Pièce A-0055, p. 60.

[422] En excluant les contrats spéciaux, l'écart prévisionnel entre les ventes normalisées 2014 et celles reconnues par la Régie dans sa décision D-2014-037²³⁷ atteint +560 GWh²³⁸. Le Distributeur justifie l'essentiel de cet écart de la manière suivante²³⁹ :

- Tarifs D et DM : écart de -71 GWh justifié notamment par la croissance plus faible que prévue de la rémunération des salariés, soit 0,9 % contre 1,7 %;
- Tarifs G, G-9 et M : écart de -251 GWh justifié par une croissance économique du secteur tertiaire moindre que celle prévue;
- Tarif L : écart de +391 GWh expliqué par un contexte économique plus favorable que prévu jusqu'en octobre 2014 pour le secteur des pâtes et papiers;
- Tarif LG : écart de +168 GWh attribuable à un reclassement de cinq clients provenant du tarif L.

[423] L'ACEFQ considère que les critères statistiques utilisés par le Distributeur pour mesurer la performance de ses modèles de prévisions des ventes sont insuffisants, puisqu'ils ne permettent pas de déterminer la présence de biais systématique. Selon l'intervenante, le Distributeur doit tenter d'obtenir des comparables auprès d'autres entreprises ou consulter des experts indépendants, dans le but de confirmer l'efficacité prévisionnelle de sa nouvelle méthodologie de prévision des ventes, utilisée depuis quelques années²⁴⁰.

[424] L'AQCIE-CIFQ est satisfait du fait que le Distributeur utilise une approche économétrique pour la prévision des ventes aux grandes entreprises. L'intervenant recommande toutefois qu'un suivi soit fait sur les performances des nouveaux modèles utilisés par le Distributeur pour la prévision de la demande²⁴¹.

[425] SÉ-AQLPA est préoccupé par le choix des variables économiques utilisées par le Distributeur pour la prévision de la demande. Selon l'intervenant, leurs valeurs seraient non centrées par rapport à celles des moyennes du consensus, mais plus près de la fourchette inférieure des valeurs prévues²⁴².

²³⁷ Dossier R-3854-2013 Phase 1.

²³⁸ Pièce B-0208, p. 4.

²³⁹ Pièce B-0208, p. 4 et 5.

²⁴⁰ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 6 et 7.

²⁴¹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0020, p. 5.

²⁴² Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 7 à 12.

[426] SÉ-AQLPA se questionne également sur la méthodologie du Distributeur, relative à la prévision de la température moyenne normale de l'année-témoin, modélisée à partir de données mensuelles historiques depuis 1971. L'intervenant s'interroge quant à la capacité du modèle utilisé à capter, de façon suffisante, les événements climatiques extrêmes et souhaite que cet enjeu soit discuté lors d'une séance de travail avec le Distributeur²⁴³.

[427] Le 8 décembre 2014, dans une décision partielle rendue dans le cadre du dossier R-3864-2013 portant sur le Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, la Régie se positionne relativement à la nouvelle méthodologie utilisée par ce dernier pour la prévision de la demande en énergie :

« [29] La Régie considère que les changements apportés à la méthodologie de la prévision de la demande contribuent à améliorer la performance prévisionnelle à court terme et réduisent les risques d'écarts prévisionnels. L'intégration de données historiques (climatiques, démographiques et économiques) produit un modèle statistique relativement fiable pour prédire la demande en énergie sur un horizon court terme. Il est par ailleurs trop tôt pour se prononcer sur la performance prévisionnelle de la nouvelle méthodologie du Distributeur sur les besoins en énergie »²⁴⁴.

[428] Dans cette même décision, la Régie se prononce sur les suivis relativement à la performance des nouveaux modèles de prévision des ventes et demande au Distributeur de :

« fournir, pour chacun des secteurs, tel que proposé lors de sa présentation sur la méthodologie de la prévision des ventes [note de bas de page omise], les statistiques permettant de suivre l'évolution de la performance des modèles utilisés pour la prévision de la demande en énergie et en puissance »²⁴⁵.

[429] Le Distributeur indique que le consensus des prévisions économiques, composé de résultats non publiés à la même période, est un indicateur moyen utilisé pour connaître l'état de l'économie de façon générale mais n'est pas un outil pour se comparer ou déterminer si la prévision des ventes est centrée ou non²⁴⁶.

²⁴³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0029, p. 6.

²⁴⁴ Décision D-2014-205, p. 10.

²⁴⁵ Dossier R-3864-2013, décision D-2014-205, p. 11, par. 38.

²⁴⁶ Pièce A-0055, p. 17.

[430] En audience, le Distributeur révisé sa prévision des ventes pour 2015 à 171,4 TWh, soit une diminution de 991 GWh (représente une diminution des revenus des ventes de 40 M\$²⁴⁷) par rapport à la prévision initiale de 172,3 TWh.

[431] Compte tenu de ce qui précède, **la Régie accepte la prévision des ventes en énergie du Distributeur révisée à 171,4 TWh pour l'année 2015.**

[432] La Régie prend également note de la révision de la prévision des ventes en puissance pour 2014-2015, telle que présentée en audience par le Distributeur. Prévues à 37 687 MW²⁴⁸, la pointe pour l'hiver 2014-2015 est inférieure de 205 MW à celle annoncée dans la preuve initiale²⁴⁹, mais est supérieure de 168 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2013-2014²⁵⁰.

[433] La Régie souligne que la tenue de la séance d'information sur la prévision des ventes en septembre 2014 a permis d'améliorer la compréhension des modèles de prévisions par les intervenants.

[434] **Considérant que les nouveaux modèles économétriques utilisés par le Distributeur sont satisfaisants, la Régie accepte la prévision des ventes en puissance à la pointe pour 2015.**

[435] **Compte tenu de la nouveauté des modèles utilisés par le Distributeur et l'importance de ces prévisions sur le coût des approvisionnements, la Régie lui demande de faire un suivi précis des résultats et de les présenter lors des prochains dossiers tarifaires.**

²⁴⁷ Pièce A-0049, p. 52 et 53.

²⁴⁸ Pièce A-0051, p. 204.

²⁴⁹ Pièce B-0015, p. 13.

²⁵⁰ *Ibid.*

7. COÛTS ÉVITÉS

7.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

Coût évité en énergie

[436] Le Distributeur soumet que le bilan offre-demande de court terme en énergie présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. Par ailleurs, des approvisionnements de long terme sont prévus être requis à compter de 2024, afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver²⁵¹.

[437] Pour la période 2015-2023, le Distributeur propose d'utiliser, comme coût évité de court terme en énergie, une combinaison formée d'un coût moyen anticipé des achats effectués en période hivernale (décembre à mars) de 4,8 ¢/kWh (\$ 2014) et d'un coût moyen anticipé des achats de 2,7 ¢/kWh (\$ 2014) lors des autres saisons (avril à novembre)²⁵².

[438] À compter de 2024, le Distributeur suggère d'utiliser, comme coût évité de long terme en énergie, le prix plafond du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne, incluant les coûts de transport et d'équilibrage, soit 11,2 ¢/kWh (\$ 2014)²⁵³.

[439] Selon l'ACEFO, les coûts évités servent à calculer les pertes électriques et donc influent sur la rentabilité économique des projets d'investissements et, conséquemment, sur leur concrétisation. L'intervenante soutient qu'il n'est pas démontré que le prix du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne reflète fidèlement le prix de marché de l'électricité à long terme et demande à la Régie de reconsidérer ce choix comme base des coûts évités de long terme²⁵⁴.

²⁵¹ Pièce B-0018, p. 5.

²⁵² *Ibid.*

²⁵³ *Ibid.*

²⁵⁴ Pièce C-ACEFO-0011, p. 8 à 10.

[440] L'AHQ-ARQ soutient que la demande en énergie suit une tendance à la baisse et que la période de surplus s'étend jusqu'en 2026, plutôt que 2023, comme le prévoit le Distributeur. Selon l'intervenant, le Distributeur omettrait également de considérer des opportunités d'approvisionnement auprès de la centrale de TransCanada Energy Ltd. (TCE). Ainsi, l'AHQ-ARQ propose d'utiliser comme coût évité de long terme en énergie le prix du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne, à partir de 2027 plutôt que 2024²⁵⁵.

[441] L'UC soutient que le coût évité de court terme en énergie doit être fixé en tenant compte des volumes croissants d'électricité patrimoniale inutilisée par le Distributeur. Pour l'horizon sur lequel les surplus du Distributeur sont importants, l'intervenante recommande à la Régie de fixer le coût évité de court terme en énergie au prix unitaire de l'électricité patrimoniale. L'UC réfère également à l'option d'électricité additionnelle (OÉA)²⁵⁶ et recommande une évaluation du coût évité en énergie qui soit cohérente avec la proposition relative à l'OÉA²⁵⁷.

[442] Dans sa décision D-2014-205 rendue le 8 décembre 2014 dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, la Régie se disait satisfaite de la prévision des besoins en énergie du Distributeur sur l'horizon du plan, laquelle était basée sur un scénario qui suggérait la concrétisation de projets majeurs dans le secteur des alumineries après 2020-2021²⁵⁸. De plus, considérant la croissance observée dans la structure de coût pour les approvisionnements de court terme en énergie, la position de la Régie demeure inchangée dans le présent dossier tarifaire.

[443] Considérant ce qui précède, la Régie approuve le coût évité en énergie proposé par le Distributeur, aux fins de l'établissement des tarifs 2015-2016. Elle fixe ce coût de la manière suivante :

- **2015 à 2023 inclusivement :**
 - **le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2014), indexé à l'inflation,**
 - **le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (\$ 2014), indexé à l'inflation;**

²⁵⁵ Pièce C-AHQ-ARQ-0014, p. 6 et 7.

²⁵⁶ Pièce B-0049, p. 13.

²⁵⁷ Pièce C-UC-0011, p. 14 et 15.

²⁵⁸ Dossier R-3864-2013, décision D-2014-205, p. 16 et 17.

- **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.**

Coût évité en puissance

[444] Le bilan offre-demande en puissance du Distributeur présente également des déficits sur l'ensemble de l'horizon de planification. De plus, selon le Distributeur, de nouveaux besoins en puissance, au-delà de la contribution des marchés de court terme, devront être comblés dès l'hiver 2017–2018²⁵⁹. Pour ces raisons, il propose une nouvelle structure d'indicateurs de coûts évités en puissance qui reflète la hausse observée des coûts de puissance sur l'ensemble de l'horizon à l'étude, tel que présenté au tableau suivant :

TABLEAU 10
COMPARAISON DES INDICATEURS COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE

(en \$/kW-hiver)	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
D-2014-037	10	10	40	40	40
R-3905-2014	20	20	20	45	45

Sources : Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 42 et pièce B-0018, p. 5 .

[445] Pour ce qui est des indicateurs de court terme, le Distributeur souligne que le prix de 20 \$/kW-hiver (\$ 2014) pour les hivers 2014-2015 à 2016-2017 est un prix centré, basé sur une moyenne des prix payés pour de la puissance pour l'hiver 2014-2015²⁶⁰. Pour l'hiver 2016-2017, le Distributeur ne peut toutefois pas déterminer un signal de coût plus spécifique, étant donné qu'il n'a pas été en mesure d'obtenir toutes les quantités recherchées pour combler les besoins de puissance²⁶¹.

²⁵⁹ Pièce B-0018, p. 5.

²⁶⁰ Pièce A-0064, p. 23.

²⁶¹ Pièce A-0064, p. 20.

[446] En ce qui a trait aux indicateurs de long terme, les signaux de prix proposés par le Distributeur pour les hivers 2017-2018 et suivants correspondent à 40 \$/kW-hiver (\$ 2008, annuité croissante à l'inflation)²⁶².

[447] L'AHQ-ARQ n'est pas du même avis que le Distributeur quant aux nouveaux besoins en puissance à approvisionner au-delà de la contribution des marchés de court terme. Selon l'intervenant, ces besoins apparaîtraient à partir de l'hiver 2020-2021 plutôt qu'à compter de l'hiver 2017-2018, comme le prévoit le Distributeur²⁶³.

[448] La Régie rappelle que, dans sa décision D-2014-205 rendue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, elle reconnaissait l'évolution des besoins en puissance sur l'horizon du Plan et autorisait le Distributeur à lancer un appel d'offres pour acquérir 500 MW de puissance pendant 20 ans, à partir de 2018-2019²⁶⁴.

[449] Considérant ce qui précède, la Régie accueille la proposition du Distributeur quant au coût évité en puissance, aux fins de l'établissement des tarifs 2015-2016. Elle fixe ce coût de la manière suivante :

- **pour les hivers 2014-2015 à 2016-2017, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2014), indexé à l'inflation, soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur;**
- **à compter de l'hiver 2017-2018, le signal de prix est de 45 \$/kW-hiver (\$ 2014), indexé à l'inflation, ce qui correspond à 40 \$/kW-hiver en \$ de 2008.**

7.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[450] Le Distributeur présente au tableau suivant son estimation 2014 des coûts évités en énergie et en puissance par réseau autonome.

²⁶² Pièce B-0018, p. 5.

²⁶³ Pièce C-AHQ-ARQ-0014, p. 9 et 10.

²⁶⁴ Dossier R-3864-2013, décision D-2014-205, p. 19 et 64.

TABLEAU 11
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES –
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2014

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité Total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	22,04	200	54%	4,27	26,31
Nunavik					
Akulivik	53,48	900	56%	18,23	71,71
Aupaluk	56,47	900	59%	17,56	74,03
Inukjuak	46,60	900	62%	16,61	63,21
Iujivik	59,98	900	56%	18,50	78,49
Kangiqsualujuaq	57,14	900	58%	17,60	74,74
Kangiqsujuaq	52,52	900	61%	16,81	69,33
Kangirsuk	53,06	900	58%	17,70	70,76
Kuujuaq	49,87	900	62%	16,70	66,57
Kuujuarapik	47,62	900	65%	15,92	63,53
Puvimituk	47,03	900	64%	16,00	63,02
Quaqtaq	60,40	900	60%	17,03	77,42
Salluit	46,96	900	63%	16,27	63,24
Tasiujaq	55,86	900	59%	17,54	73,40
Umiujaq	54,57	900	57%	17,92	72,50
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	34,09	765	45%	19,55	53,64
Port Menier	36,70	765	46%	19,17	55,87
Haute Mauricie					
Clova	40,12	765	42%	20,74	60,85
Opitciwan	32,42	765	46%	19,02	51,43
Schefferville	2,35	145	50%	3,29	5,64

Source : Pièce B-0018, p. 8.

[451] Selon le Distributeur, les coûts évités en énergie et en puissance sont utilisés pour évaluer des programmes et des mesures (PGEÉ et « Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes » (PUEÉRA), notamment) qui s'appliquent uniformément sur tous les réseaux d'un même territoire. Les projets spéciaux qui sont de nature à infléchir le plan d'équipement spécifique à un réseau font plutôt l'objet d'une analyse économique détaillée²⁶⁵.

²⁶⁵ Dossier R-3854-2013 Phase 1, pièce B-0017, p. 9, lignes 7 à 12.

[452] Depuis trois ans²⁶⁶, la méthode utilisée par le Distributeur pour établir le coût évité en puissance des RA repose sur l'utilisation du coût d'un équipement générique de production. Le Distributeur précise que le coût évité en puissance correspond au coût de l'ajout d'un kW supplémentaire à la pointe et que pour convertir ce coût en ¢/kWh, le facteur d'utilisation (FU) utilisé est basé sur la pointe annuelle du réseau²⁶⁷. Selon lui, l'utilisation de la puissance installée comme dénominateur dans le calcul des FU, plutôt que la valeur de la pointe annuelle historique du réseau, occasionnerait une réduction de ces FU et, par conséquent, une surestimation des coûts évités en puissance exprimés en ¢/kWh et, de ce fait, des coûts évités totaux.

[453] La présentation des investissements de plus de 1 M\$ en RA montre, par ailleurs, que les projets pour répondre à la croissance de la demande ne comprennent pas seulement l'ajout d'équipement de production mais aussi, par exemple, une augmentation de la capacité des réservoirs de carburant²⁶⁸.

[454] L'ACEFO considère que les hausses du coût évité en énergie de 17 % à 38 % dans les différents RA ne peuvent s'expliquer seulement par la réévaluation des coûts du combustible et par la mise à jour du taux de change. L'intervenante considère que ces hausses ont besoin d'être clarifiées²⁶⁹.

[455] SÉ-AQLPA note que le Distributeur sous-estime le coût évité en énergie, malgré la hausse de 17 % à 38 % par rapport à celui approuvé dans le dossier R-3854-2013²⁷⁰. L'intervenant souligne certaines contradictions dans les réponses qu'il a obtenues à ses questions sur ce coût et sur ce que comprennent les coûts d'exploitation et d'entretien. SÉ-AQLPA en arrive à la conclusion qu'en moyenne, il faut ajouter près de 5 ¢/kWh au coût évité en énergie annoncé par le Distributeur pour obtenir une valeur réaliste qui tienne compte des coûts variables d'exploitation et d'entretien. L'intervenant demande que le Distributeur fournisse une nouvelle évaluation exacte, précise et documentée du coût évité en énergie en RA, comportant les paramètres permettant de vérifier cette évaluation.

²⁶⁶ Dossier R-3814-2012, décision D-2012-119, p. 9 et 10.

²⁶⁷ Pièce B-0081, p. 29.

²⁶⁸ Pièce B-0209, p. 3.

²⁶⁹ Pièce C-ACEFO-0011, p. 13 et 14.

²⁷⁰ Pièce C-SÉ-AQLPA-0012, p. 7 à 14.

[456] Également, selon SÉ-AQLPA, le coût évité en puissance est particulièrement sous-évalué dans tous les réseaux où le calcul du Distributeur est basé sur le coût de génératrices d'urgence diesel temporaires, comme dans le cas de Schefferville. L'intervenant, appuyé par le ROEE²⁷¹, suggère de retenir plutôt le coût marginal d'investissement dans des équipements permanents de production, sans oublier les ajouts de réservoirs de carburant, de bâtiments et d'infrastructures connexes²⁷².

[457] À propos de la répartition du coût évité en puissance par unité d'énergie, SÉ-AQLPA précise que dans le cas des projets de gestion de la charge, la façon actuelle du Distributeur d'utiliser le FU du réseau plutôt que celui de la centrale ne donne pas la valeur réelle du coût évité en puissance par unité d'énergie²⁷³.

Opinion de la Régie

[458] Depuis plusieurs années, la Régie se préoccupe de la sous-estimation du coût évité en puissance des RA, tout en se rangeant à l'argument du Distributeur voulant que les coûts évités en énergie et en puissance présentés sont suffisants pour pouvoir justifier tous les investissements en efficacité énergétique dans ces réseaux²⁷⁴. Les coûts évités des RA sont le résultat de trois calculs avec leurs propres enjeux :

1. le coût évité en énergie (¢/kWh);
2. le coût évité en puissance (\$/kW) qui est actuellement basé sur les coûts génériques d'un « *équipement de production* »;
3. la répartition du coût évité en puissance du côté de la demande par unité d'énergie, afin de pouvoir obtenir un coût évité global en ¢/kWh.

[459] La Régie considère que la preuve au présent dossier tarifaire confirme le besoin de revoir la méthode d'établissement des coûts évités, notamment afin de pouvoir :

- établir les coûts réels du chauffage par résistance électrique, responsable de la croissance des besoins en puissance dans les RA à centrale thermique et justifier de

²⁷¹ Pièce A-0073, p. 124 et 125.

²⁷² Pièce C-SÉ-AQLPA-0012, p. 20 et 21.

²⁷³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0019, p. 3 et 4.

²⁷⁴ Dossier R-3814-2012, décision D-2012-119, p. 9 et 10, par. 26 à 29.

nouvelles stratégies visant son élimination, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2014-037²⁷⁵;

- évaluer la viabilité économique et la pertinence de projets privés ou d'initiatives communautaires de production d'électricité, tel qu'indiqué par la Régie dans sa décision D-2011-162²⁷⁶.

[460] Considérant qu'un seul type de coûts évités ne peut s'appliquer uniformément à toutes sortes de mesures ou types de projets, la Régie estime qu'il importe que la méthode et les paramètres permettant de procéder à une analyse économique détaillée soient clairement établis, notamment pour les projets qui sont de nature à influencer le plan d'équipement spécifique à un RA.

[461] La méthodologie d'établissement des coûts évités et leur finalité doivent être réévaluées et la Régie considère que le recours à un expert serait approprié pour ce faire.

[462] En plus des considérations exposées précédemment, ce rapport d'expert devra aussi vérifier si la notion de coût évité unitaire à la marge, communément acceptée en réseau intégré, est appropriée dans les RA. En effet, les ajouts de puissance y sont décidés non pas à cause d'une insuffisance de la capacité réelle de production, mais à cause d'un manque de capacité de réserve qui ne respecte plus le critère de puissance garantie. Les ajouts de puissance se font donc par incréments de capacités importantes, à l'échelle de ces réseaux, et espacés dans le temps.

[463] Devant le besoin d'un signal de coût stable pour des investissements de long terme et de prévisibilité des tarifs, une méthode d'extrapolation, basée sur l'évolution passée des coûts de revient présentés par le Distributeur dans le plan d'approvisionnement²⁷⁷, nets des coûts fixes d'exploitation et d'entretien, pourrait faire partie des options à évaluer.

²⁷⁵ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 199, par. 762.

²⁷⁶ Dossier R-3748-2011, décision D-2011-162, p. 98, par. 357.

²⁷⁷ Dossier R-3864-2013, pièce-B-0010, p. 74.

[464] **La Régie accepte les coûts évités en énergie et en puissance dans les réseaux autonomes, tels que soumis par le Distributeur²⁷⁸.** Elle souligne cependant que les coûts évités en RA ne servent plus uniquement à juger de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique déployés par le Distributeur dans ces réseaux. Les coûts totaux pour le Distributeur du chauffage par résistances électriques doivent être connus. La faisabilité et le potentiel de rentabilité de projets privés ou communautaires doivent pouvoir être évalués correctement, selon une méthodologie et des paramètres clairement établis.

[465] **La Régie demande au Distributeur de déposer une preuve d'expert sur l'établissement des coûts évités en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes, dans le cadre du prochain dossier tarifaire. Une présentation en séance de travail, regroupant les intervenants et les membres du personnel de la Régie pour en présenter les résultats, devra être tenue après le dépôt du prochain dossier tarifaire.**

8. APPROVISIONNEMENTS

8.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

[466] Afin de répondre à la demande, le Distributeur prévoit des besoins en énergie de 186,2 TWh pour l'année témoin 2015, en baisse de 3,0 TWh par rapport à ceux de l'année de base 2014²⁷⁹, tels que présentés au tableau suivant :

²⁷⁸ Pièce B-0018, p. 8, tableau 2.

²⁷⁹ Pièce B-0020, p. 6.

TABLEAU 12
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2013 Année historique	2014 Année de base	2015 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	186,8	189,2	186,2
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	4,7	4,9	6,6
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	12,6	15,2	14,0

Note : Le détail de la prévision des ventes est présenté au tableau 6 de la pièce HQD-4, document 2.

Source : Pièce B-0020, p. 6.

[467] Malgré la baisse des besoins prévus, le Distributeur prévoit acheter 14,0 TWh d'électricité postpatrimoniale en 2015, soit une baisse de 1,2 TWh par rapport à l'année de base 2014. Pour l'année 2015, les achats provenant de contrats de long terme sont de 13,6 TWh, alors que ceux provenant des marchés de court terme sont de 0,3 TWh. Le Distributeur anticipe que le volume d'électricité patrimoniale inutilisée sera de 6,6 TWh pour 2015²⁸⁰.

[468] Pour l'année de base 2014, le Distributeur estime les besoins à 189,2 TWh²⁸¹, en hausse de 5,6 TWh par rapport à ceux reconnus dans la décision D-2014-037²⁸². Cette augmentation est principalement expliquée par des températures beaucoup plus froides que la normale au cours des quatre premiers mois de l'année²⁸³.

[469] Dans le cadre d'une mise à jour de la prévision des ventes, le Distributeur révisé à la baisse ses besoins d'approvisionnement pour 2014 à 187,7 TWh, soit 1,4 TWh de moins que ceux prévus. Le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est, quant à lui, réévalué à 6,2 TWh pour 2014, soit en hausse de 1,3 TWh par rapport au volume présenté dans le dossier tarifaire. Les approvisionnements postpatrimoniaux sont pour leur part révisés à la baisse à 15,1 TWh. Le Distributeur explique cette réduction des approvisionnements postpatrimoniaux par l'achat d'énergie à court terme²⁸⁴.

²⁸⁰ Pièce B-0020, p. 6 à 8.

²⁸¹ Pièce B-0020, p. 5.

²⁸² Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 48.

²⁸³ Pièce B-0015, p. 13.

²⁸⁴ Pièce B-0208, p. 4 à 7.

[470] Cette révision à la baisse des besoins en énergie pour 2014 se traduit par une réduction des achats d'électricité patrimoniale de 33,5 M\$ ainsi qu'une réduction des achats d'électricité postpatrimoniale de 9,3 M\$²⁸⁵.

[471] Du côté des besoins en puissance, le Distributeur prévoit pour l'hiver 2014-2015 des besoins à la pointe de 37 892 MW, en hausse de 2,1 % par rapport à ceux de la pointe normalisée de l'hiver 2013-2014. Les besoins postpatrimoniaux en puissance sont évalués à 4 058 MW, en hausse de 27,2 % par rapport à ceux de l'hiver précédent²⁸⁶, tels que présentés au tableau suivant :

TABLEAU 13
BESOINS EN PUISSANCE

<i>(en MW)</i>	<i>Années témoins</i>	
	<i>Hiver 2013-2014</i>	<i>Hiver 2014-2015</i>
Besoins réguliers du Distributeur	37 111	37 892
plus réserve requise	3 521	3 608
<i>Taux de réserve</i>	9,5 %	9,5 %
moins électricité patrimoniale <i>(incluant la réserve)</i>	37 442	37 442
Besoins postpatrimoniaux	3 189	4 058

Sources : Pièce B-0020, p. 7 et dossier R-3854-2013 Phase 1, pièce B-0020, p. 10.

[472] Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux prévus pour l'année témoin 2015 est en hausse de 20,5 % par rapport à celui de l'année de base 2014, passant de 1 199,2 M\$ à 1 445,4 M\$, pour un coût unitaire moyen de 103,5 \$/MWh, tel que présenté au tableau 14. Cette augmentation est principalement attribuable aux coûts des contrats de long terme découlant des blocs d'énergie renouvelable (parcs éoliens, centrales de cogénération et petites centrales hydroélectriques), qui augmentent de 189 M\$ par rapport au montant approuvé pour l'année 2014²⁸⁷.

²⁸⁵ Pièce B-0208, p. 7.

²⁸⁶ Pièce B-0020, p. 6 et 7.

²⁸⁷ Pièce B-0020, p. 10.

TABLEAU 14
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2013 <i>Année historique</i>			2014 <i>Année de base</i>			2015 <i>Année témoin</i>		
	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>
Long terme	10,1	907,9	89,5	11,9	1 178,4	99,4	13,6	1 391,1	102,2
Court terme	2,4	175,4	s.o.	0,2	20,9	s.o.	0,3	54,3	s.o.
Achats d'énergie ¹	2,4	167,1	69,0	0,2	11,8	53,2	0,3	25,1	72,4
Reventes d'énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Achats de puissance	s.o.	8,3	s.o.	s.o.	9,1	s.o.	s.o.	29,1	s.o.
Service de transport		0,0			0,0			0,0	
Total	12,6	1 083,3	86,2	12,1	1 199,2	99,3	14,0	1 445,4	103,5

Sources : Pièce B-0020, p. 11 et dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 51.

Note 1 : Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

[473] Le Distributeur indique que le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux tient compte des coûts fixes ainsi que du coût associé à la suspension des livraisons de la centrale de TCE pour l'année 2015, des coûts associés à l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur, de même que du coût des achats de court terme évalué à 25,1 M\$ pour 2015, en incluant le coût d'achat des droits d'émission en vertu du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*²⁸⁸ (SPEDE).

[474] La Régie constate que le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur a augmenté de 33,4 % depuis l'année 2013, alors que les besoins n'ont crû que de 11,1 %²⁸⁹.

L'utilisation des Conventions d'énergie différée et la stratégie du Distributeur de ne pas différer d'énergie en 2015

[475] La Régie maintient la décision qu'elle a rendue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur²⁹⁰. Elle accepte la stratégie du Distributeur de ne pas différer d'énergie pour 2015. Cette option doit cependant être analysée et revue à tous les ans. Lors de l'audience, la Régie décide que le débat qui a été

²⁸⁸ Pièce B-0020, p. 10 et RLRQ, c. Q-2, r. 46.1.

²⁸⁹ Pièce B-0020, p. 11 et pièce B-0055, p. 61.

²⁹⁰ Dossier R-3864-2013, décision D-2014-205, p. 39.

fait sur cet enjeu dans le dossier du Plan d'approvisionnement n'a pas à être repris dans le présent dossier²⁹¹.

[476] Initialement, en raison de la hausse des besoins prévus, le Distributeur annonçait des rappels d'énergie de 400 MW pour décembre 2014, soit la quantité minimale garantie par le Producteur²⁹². Néanmoins, avec l'accord de ce dernier, le Distributeur a rappelé 200 MW d'énergie additionnelle, portant le total des livraisons à 600 MW pour décembre 2014²⁹³.

[477] Pour 2015, le Distributeur indique qu'il ne prévoit ni rappeler ni différer de l'énergie provenant du contrat de base²⁹⁴.

[478] Le Distributeur soutient qu'il ne planifie pas ses rappels d'énergie en fonction des besoins en puissance²⁹⁵. Selon lui, l'entente avec le Producteur relative aux conventions d'énergie différée stipule que « [l]es rappels du Distributeur [...] sont conditionnés par des besoins fermes [...] [et] que la décision n'est pas prise sur la base d'une analyse économique »²⁹⁶.

[479] Selon l'AQCIE-CIFQ, la valeur des contrats à terme de l'énergie en Nouvelle-Angleterre indique que les prix du marché de court terme de l'électricité seront fort probablement élevés pour l'hiver 2014-2015. Selon l'intervenant, l'espérance de gain étant supérieure au risque de perte, le Distributeur serait justifié d'effectuer des rappels d'énergie de 400 MW pour l'ensemble des mois de l'hiver plutôt que des achats sur le marché court terme²⁹⁷.

[480] L'AHQ-ARQ croit également qu'il serait avantageux pour le Distributeur de procéder à des retours d'énergie de 400 MW pour tous les mois d'hiver, à compter de l'hiver 2014-2015. L'intervenant recommande à la Régie d'établir les coûts d'approvisionnement de l'année témoin 2015 sur des rappels d'énergie plutôt que sur les achats à court terme d'énergie prévus par le Distributeur²⁹⁸.

²⁹¹ Pièce A-0066, p. 9 et 10.

²⁹² Pièce B-0020, p. 5.

²⁹³ Pièce A-0060, p. 167.

²⁹⁴ Pièce A-0060, p. 166 et 167.

²⁹⁵ Pièce A-0060, p. 174.

²⁹⁶ Pièce A-0073, p. 181 et 182.

²⁹⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0020, p. 9.

²⁹⁸ Pièce C-AHQ-ARQ-0014, p. 32 et 33 et dossier R-3864-2013, pièce B-0008, p. 33, graphique 4A-7.

[481] L’AHQ-ARQ considère également que le Distributeur est trop prudent dans sa politique d’achat d’énergie à court terme, ce qui aurait pour effet de sous-utiliser le recours à l’entente-cadre en dehors des 300 heures de plus grande contribution²⁹⁹. L’intervenant propose à cet effet la mise en place d’un indicateur *a posteriori* qui mesurerait la performance du Distributeur en ce qui a trait aux dépenses d’achats de court terme en énergie.

[482] La Régie rappelle que, tel que précisé dans sa décision D-2013-206, le recours à l’entente globale cadre par le Distributeur constitue « *une mesure de dernier recours pour assurer la fiabilité d’approvisionnement de la clientèle québécoise* [note de bas de page omise] »³⁰⁰, et que les besoins couverts par l’entente sont « *ceux qui se manifestent après que le Distributeur ait utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens d’approvisionnement à sa disposition* »³⁰¹.

[483] Le Distributeur indique aussi que les contrats d’électricité interruptible avec ALCOA sont des moyens d’approvisionnement en puissance à la disposition du Producteur, ce qui justifie leur exclusion comme moyen d’approvisionnement du Distributeur³⁰². En conséquence, la Régie ne considère pas que le Distributeur dispose d’un surplus de puissance de 331 MW pour l’hiver 2014-2015.

[484] La Régie retient cependant que le contrat d’électricité interruptible avec l’aluminerie Alouette demeure, sur une base exceptionnelle, un contrat de puissance interruptible à la disposition du Distributeur³⁰³.

[485] Considérant ce qui précède, la Régie accepte la stratégie du Distributeur de ne pas différer d’énergie pour 2015 mais rappelle que cette option doit être examinée chaque année.

²⁹⁹ Pièce C-AHQ-ARQ-0022, p. 9 et 10.

³⁰⁰ Dossier R-3861-2013, décision D-2013-206, p. 6, par. 13.

³⁰¹ Dossier R-3861-2013, décision D-2013-206, p. 6, par. 11.

³⁰² Pièce A-0073, p. 185 à 188.

³⁰³ Pièce A-0060, p. 123 et 124.

[486] **Par ailleurs, la Régie accepte la stratégie du Distributeur de ne pas rappeler de l'énergie pour 2015. Elle considère, cependant, que des rappels d'énergie peuvent être justifiés lorsque des besoins se présentent en quantité suffisante pendant un mois, même si la quantité du besoin sur la période n'est pas étendue de manière uniforme.**

Revente d'énergie sur les marchés

[487] Dans sa décision D-2015-013³⁰⁴ rendue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023, la Régie approuve la stratégie du Distributeur de ne pas revendre ses surplus actuels sur les marchés limitrophes, en particulier, pour 2015. Cependant, elle considère que le Distributeur doit revoir annuellement ses stratégies d'approvisionnement et s'attend à ce que celui-ci continue à suivre de près l'évolution des marchés de court terme, les conditions d'accès et les prix à l'achat comme à la revente.

[488] **Considérant ce qui précède, la Régie accepte la stratégie du Distributeur de ne pas revendre ses surplus sur les marchés limitrophes pour 2015, mais rappelle que cette option doit être examinée chaque année.**

Compte d'écarts - Coûts liés à la suspension de la centrale de TCE

[489] Le Distributeur indique que les coûts liés à la suspension des livraisons de la centrale de TCE sont comptabilisés sur une base annuelle, à titre de coûts d'approvisionnement, et que tout écart entre les coûts réels et les coûts d'approvisionnement reconnus sera pris en compte dans les revenus requis par le biais du compte de *pass-on*.

[490] Dans sa décision D-2014-086³⁰⁵, la Régie autorisait la création d'un compte d'écarts hors base afin d'y comptabiliser un montant correspondant à celui du passif financier lié à l'application de l'IAS 39 aux amendements à l'Entente de suspension des

³⁰⁴ Dossier R-3864-2013, décision D-2015-013, p. 20, par. 76.

³⁰⁵ Dossier R-3875-2014, décision D-2014-086, p. 14, par. 53.

livraisons de la centrale de TCE³⁰⁶, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, elle reconnaissait la récupération, sur une base annuelle, des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés.

[491] Dans cette même décision³⁰⁷, la Régie demandait au Distributeur de fournir l'évaluation finale du montant constaté initialement dans ce compte ainsi que le suivi de son évolution, sous pli confidentiel, à compter du dossier tarifaire 2015 et des rapports annuels.

[492] Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur propose de présenter l'évolution de ce compte uniquement dans le cadre de ses rapports annuels.

[493] En réponse à une DDR, le Distributeur dépose l'évolution du compte d'écarts, sous pli confidentiel³⁰⁸.

[494] La Régie est d'avis que le suivi du compte d'écarts relatif aux coûts liés à la suspension de la centrale de TCE est requis dans le dossier tarifaire au même titre que tous les autres comptes d'écarts. **Elle ordonne au Distributeur de déposer, sous pli confidentiel, le suivi de l'évolution du compte d'écarts relatif à la suspension de la centrale de TCE à compter du prochain dossier tarifaire.**

8.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[495] Tel que présenté au tableau suivant, les achats d'électricité du Distributeur passent de 5 454,0 M\$, montant autorisé pour l'année 2014, à 5 801,7 M\$ en 2015, soit une hausse de 347,7 M\$ (6,4 %). Cette hausse s'explique principalement par une augmentation des achats d'électricité postpatrimoniale de 246,2 M\$ (20,5 %).

³⁰⁶ Entente de suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE de 2009, amendée en décembre 2013.

³⁰⁷ Dossier R-3875-2014, décision D-2014-086, p. 14, par. 54.

³⁰⁸ Pièce B-0070, p. 56.

TABLEAU 15
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2013 (réel)</i>	<i>2014 (D-2014-037)</i>	<i>2014 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2015 (projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014 (D-2014-037)</i>	
Électricité patrimoniale	4 497,0	4 485,8	4 553,8	4 520,3	4 538,7	52,9	1,2 %
Électricité postpatrimoniale	1 060,9	1 199,2	1 675,8	1 657,6	1 445,4	246,2	20,5 %
Tarif de gestion de la consommation	21,8	0,0	10,9	19,8	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(239,9)	(198,8)	(285,7)	(247,6)	(182,4)	16,4	(8,2 %)
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2011-2014	(8,9)	(32,2)	(357,3)	(341,7)	0,0	32,2	100,0 %
<i>Compte de pass-on 2011</i>	<i>6,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	
<i>Compte de pass-on 2012</i>	<i>8,3</i>	<i>(4,3)</i>	<i>(4,3)</i>	<i>(4,3)</i>	<i>0,0</i>	<i>4,3</i>	
<i>Compte de pass-on 2013</i>	<i>(23,3)</i>	<i>(27,9)</i>	<i>(27,9)</i>	<i>(27,9)</i>	<i>0,0</i>	<i>27,9</i>	
<i>Compte de pass-on 2014</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>(325,1)</i>	<i>(309,5)</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	
Total	5 330,9	5 454,0	5 597,5	5 608,4	5 801,7	347,7	6,4 %

Sources : Extrait de la pièce B-0019, p. 4 et de la pièce B-0178, p. 4.

[496] Relativement aux approvisionnements en énergie pour l'année témoin 2015, le Distributeur indique que la révision à la baisse de 991 GWh de la prévision des ventes pour 2015 entraîne une baisse de revenus des ventes de 40 M\$ ainsi qu'un impact défavorable de 15 M\$ sur sa marge brute³⁰⁹.

[497] **Considérant ce qui précède, la Régie réduit de 25 M\$ le coût des approvisionnements du Distributeur pour l'année témoin 2015.**

[498] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2015, des achats d'électricité au montant de 5 915,8 M\$, considérant les ajustements suivants :**

- **une diminution des achats d'électricité de 25 M\$ découlant de la baisse de la demande de 991 GWh (voir la section 6)³¹⁰;**
- **le versement d'une partie du compte de *pass-on* 2014 au montant débiteur de 135,8 M\$ (voir la section 4.4);**

³⁰⁹ Pièce A-0049, p. 52 et 53.

³¹⁰ Les revenus globaux sont en baisse de 40 M\$ et la marge nette des approvisionnements de 15 M\$ (pièce A-0049, p. 52 et 53).

- des ajustements des contrats spéciaux estimés à un montant débiteur de 3,3 M\$ découlant des ordonnances de la décision D-2015-017 (dossier R-3903-2014)³¹¹.

9. SERVICE DE TRANSPORT

[499] Les coûts du service de transport attribuables au Distributeur sont évalués à 2 816,9 M\$ pour l'année témoin 2015, tel que présenté au tableau suivant :

TABLEAU 16
SERVICE DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2013 (réel)</i>	<i>2014 (D-2014-037)</i>	<i>2014 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2015 (projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014 (D-2014-037)</i>	
Charge locale	2 585,7	2 760,7	2 756,4	2 756,4	2 829,5	68,8	2,5 %
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	8,9	8,9	8,9	8,9	(7,5)	(16,4)	(184,3 %)
Compte d'écarts 2012 (charge locale)	(17,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte d'écarts 2013 (charge locale et revenus de point à point)	29,8	(30,3)	(30,3)	(30,3)	(0,6)	29,7	98,0 %
Compte d'écarts 2014 (charge locale et revenus de point à point)	0,0	0,0	4,3	4,3	(4,5)	(4,5)	
Total	2 606,9	2 739,3	2 739,3	2 739,3	2 816,9	77,6	2,8 %

Sources : Extrait de la pièce B-0019, p. 4 et de la pièce B-0178, p. 4.

Coût estimé de la charge locale de transport

[500] Conformément à la décision D-2007-12³¹², le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2015. Dans ce dernier dossier, le Transporteur estime à 2 829,5 M\$³¹³ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

³¹¹ Le montant estimé à 3,3 M\$ représente un ajustement aux contrats spéciaux découlant de la charge locale de transport.

³¹² Dossier R-3610-2006, décision D-2007-12, p. 21.

³¹³ Dossier R-3903-2014, pièce B-0027, p. 9, tableau 4.

[501] Le 4 mars 2015, la Régie a rendu sa décision D-2015-017³¹⁴ relative à la demande tarifaire 2015 du Transporteur, dans laquelle elle autorise un coût de la charge locale de transport au montant de 2 796,6 M\$, soit une baisse de 32,9 M\$ par rapport à la demande initiale.

[502] La décision D-2008-024³¹⁵ permet, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, que tout ajustement de la facture de la charge locale de transport soit reflété aux revenus requis de l'année témoin du Distributeur.

[503] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2015 à un montant estimé de 2 796,6 M\$.

Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur

[504] Le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2015. Dans ce dernier dossier, le Transporteur estime à 7,6 M\$ (créditeur) l'ajustement de ses revenus du service de transport de point à point attribuable au Distributeur³¹⁶.

[505] La Régie demande au Distributeur de réviser l'ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur attribuable au Distributeur au montant estimé à 7,6 M\$ (créditeur).

Disposition des comptes d'écarts 2013 et 2014

[506] Le Distributeur demande la prise en compte des comptes d'écarts 2013 et 2014 respectivement de 0,6 M\$ (créditeur) et de 4,5 M\$ (créditeur) dans les revenus requis 2015.

³¹⁴ Dossier R-3903-2015, décision D-2015-017, p. 121, par. 560.

³¹⁵ Dossier R-3644-2007, décision D-2008-024, p. 19.

³¹⁶ Dossier R-3903-2014, pièce B-0027, p. 9, tableau 4.

[507] Conformément à la décision D-2014-037³¹⁷, le Distributeur a pris en compte un montant de 2 769,6 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2014³¹⁸. Conséquemment, un montant de 4,3 M\$ correspondant à l'écart avec la charge locale de 2 765,3 M\$ reconnue pour le Transporteur est versé au compte d'écarts hors base pour l'année 2014. À ce montant s'ajoutent des intérêts de 0,2 M\$. Le solde du compte au 31 décembre 2014 de 4,5 M\$ est versé dans les revenus requis de l'année témoin 2015.

[508] **La Régie approuve la disposition des comptes d'écarts 2013 et 2014 de la charge locale de transport.**

10. COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[509] Les coûts de distribution et des SALC totalisent 3 233,2 M\$ pour l'année témoin 2015 et sont en hausse de 123,8 M\$ (4,0 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2014. Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des SALC.

TABLEAU 17
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SALC

(en M\$)	2013 (réel)	2014 (D-2014-037)	2014 (réel 4/12 - budget 8/12)	2014 (réel 10/12 - budget 2/12)	2015 (projeté)	Différence 2015-2014 (D-2014-037)	
Charges d'exploitation	1 245,0	1 318,6	1 330,2	1 308,6	1 353,1	34,5	2,6 %
Autres charges	968,5	1 001,2	1 004,3	997,9	1 080,4	79,2	7,9 %
Frais corporatifs	30,9	33,5	31,2	31,2	30,8	(2,7)	(8,1 %)
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	864,5	756,1	802,1	822,6	768,9	12,8	1,7 %
Total	3 108,9	3 109,4	3 167,8	3 160,3	3 233,2	123,8	4,0 %

Sources : Pièce B-0023, p. 5; pièce B-0178, p. 4 et 5 et pièce B-0174, p. 3.

³¹⁷ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 62, par. 204.

³¹⁸ Dossier R-3903-2014, pièce B-0027, p. 9, tableau 4.

[510] Dans les sections qui suivent, la Régie traite de chacune des rubriques des coûts de distribution et des SALC. Il s'agit des charges d'exploitation (section 10.1), des autres charges (section 10.2), des frais corporatifs (section 10.3), du rendement de la base de tarification et charge de désactualisation (section 10.4).

10.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[511] Le Distributeur présente des charges d'exploitation qui s'élèvent à un montant total de 1 353,1 M\$ pour l'année témoin 2015. Le tableau suivant présente le détail des charges d'exploitation.

TABLEAU 18
CHARGES D'EXPLOITATION

(en M\$)	2013	2014	2014	2014	2015	Différence 2015-2014	
	(réel)	(D-2014-037) ajustée ⁽¹⁾	(réel 4/12 - budget 8/12)	(réel 10/12 - budget 2/12)	(projeté)	(D-2014-037)	
Charges brutes directes	1 016,6	1 108,7	1 095,0	1 079,3	1 132,6	23,9	2,2 %
Masse salariale	682,3	734,4	716,8	706,7	695,3	(39,1)	(5,3 %)
Autres charges directes	389,5	420,4	427,9	423,6	483,8	63,4	15,1 %
Récupération de coûts	(55,2)	(46,1)	(49,7)	(51,0)	(46,5)	(0,4)	0,9 %
Charges de services partagés	538,2	562,1	565,0	559,9	549,3	(12,8)	(2,3 %)
Coûts capitalisés	(309,8)	(352,2)	(329,8)	(330,6)	(328,8)	23,4	(6,6 %)
Total	1 245,0	1 318,6	1 330,2	1 308,6	1 353,1	34,5	2,6 %

Sources : Pièce B-0023, p. 5 et pièce B-0178, p. 4 et 5.

Note 1 : Décision D-2014-037, incluant les transferts organisationnels suivants (pièce B-0007, p. 6) :

Masse salariale de -0,3 M\$ (pièce B-0024, p. 5);

Autres charges directes de -1,4 M\$ (pièce B-0025, p. 3);

Charges de services partagés de 1,7 M\$ (pièce B-0026, p. 6).

10.1.1 APPROCHE SPÉCIFIQUE

[512] Dans un premier temps, la Régie analyse les charges d'exploitation de façon spécifique, en examinant chaque rubrique, soit les charges brutes directes, les charges de services partagés et les coûts capitalisés. Dans un deuxième temps, ces charges sont examinées de façon globale (voir la section 10.1.2).

10.1.1.1 Charges brutes directes

[513] Les charges brutes directes se composent de la « Masse salariale » et des « Autres charges directes » et sont réduites de la « Récupération des coûts ».

Masse salariale et effectifs

[514] La masse salariale s'établit à 695,3 M\$ en 2015, en baisse de 39,1 M\$ (-5,3 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2014.

[515] Le tableau suivant détaille les composantes de la masse salariale et présente l'évolution des effectifs du Distributeur pour les années 2013 à 2015.

TABLEAU 19
MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2013</i> <i>(réel)</i>	<i>2014</i> <i>(D-2014-037)</i> <i>ajustée ⁽¹⁾</i>	<i>2014</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2014</i> <i>(réel 10/12 -</i> <i>budget 2/12)</i>	<i>2015</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014</i> <i>(D-2014-037)</i>	
Salaire de base	422,2	432,8	422,6	407,5	448,6	15,8	3,7 %
Temps supplémentaire	49,5	31,1	40,5	45,6	35,0	3,9	12,5 %
Primes et revenus divers	45,8	41,7	26,9	29,7	28,4	(13,3)	(31,9 %)
	517,5	505,6	490,0	482,8	512,0	6,4	1,3 %
Avantages sociaux	164,8	228,8	226,8	223,9	183,3	(45,5)	(19,9 %)
<i>Dont, Compte d'écarts- Coût de retraite</i>	<i>(46,8)</i>	<i>35,9</i>	<i>54,3</i>	<i>54,3</i>	<i>(10,0)</i>		
Total	682,3	734,4	716,8	706,7	695,3	(39,1)	(5,3 %)
ETC total	6 367	6 387	6 239	6 049	6 325	(62)	(1,0 %)

Sources : Pièce B-0024, p. 5 et 7; pièce B-0178, p. 4. et pièce B-0177, p. 14.

Note 1 : Décision D-2014-037, incluant le transfert organisationnel suivant (pièce B-0007, p. 6): Masse salariale de -0,3 M\$ (pièce B-0024, p. 5).

[516] La baisse de 39,1 M\$ (-5,3 %) provient principalement d'une diminution des avantages sociaux pour un montant de 45,5 M\$ qui s'explique, notamment, par une baisse du coût de retraite de 1,7 M\$ et des comptes d'écarts du coût de retraite pour la masse

salariale de 45,9 M\$ (voir la section 10.1.2.3). N'eut été de la diminution des avantages sociaux, la masse salariale serait en hausse de 6,4 M\$ (1,3 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2014.

[517] Le nombre d'équivalents à temps complet (ETC) du Distributeur s'élève à 6 325 en 2015, soit une baisse de 62 ETC (-1,0 %) par rapport au nombre autorisé pour l'année 2014 de 6 387 ETC.

[518] La Régie observe une hausse de la masse salariale, sans les avantages sociaux, de 22,0 M\$ (4,5 %) en 2015, par rapport au montant de l'année de base 2014. Cette hausse s'explique principalement par une hausse des salaires de base de 26,0 M\$ (6,2 %) de la façon suivante :

- augmentations salariales totalisant 15,5 M\$ (3,3 %), principalement attribuables à l'intégration du régime d'intéressement corporatif dans les échelles salariales des employés syndiqués;
- progression salariale de l'ensemble des employés pour un montant de 4,7 M\$ (1,1 %);
- augmentation de 86 ETC correspondant à une hausse de 5,8 M\$ des salaires de base, laquelle est composée des éléments suivants :
 - hausse de 110 ETC liée à la main-d'oeuvre opérationnelle dont le renouvellement s'intensifie en 2015 afin d'assurer la capacité de réalisation du Distributeur,
 - baisse de 25 ETC découlant du Projet LAD attribuable aux gains d'efficience nets de l'impact de l'accélération du projet en 2015.

[519] En audience, le Distributeur présente une prévision sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés 2014³¹⁹. La masse salariale, sans les avantages sociaux, est alors en hausse de 29,2 M\$ (6,0 %) en 2015 par rapport à la prévision, sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés 2014. À partir de ces données, il réévalue à la baisse sa prévision de

³¹⁹ Pièce B-0178, p. 4.

l'année témoin 2015 de 8 M\$, sans toutefois amender sa preuve. Il l'explique par une réduction nette additionnelle de 115 ETC, provenant d'une baisse de 190 ETC additionnels en 2014, atténuée d'une hausse de 75 ETC pour le comblement de postes de métiers en 2015³²⁰.

[520] La Régie est préoccupée par la fiabilité de la prévision du nombre des ETC. Elle note depuis 2010 une sous-évaluation systématique de l'amélioration de la performance organisationnelle nette de la croissance³²¹. Questionné à ce sujet, le Distributeur indique que la mise en place de certaines pistes d'efficience organisationnelle affectant le niveau des effectifs est un processus dont le rythme de déploiement dépend de facteurs n'étant pas entièrement sous son contrôle. De même, la prise en compte des pistes d'efficience dans l'élaboration de ses prévisions se fait de façon prudente, afin de s'assurer, d'une part, que l'efficience identifiée est récurrente et, d'autre part, que son implantation se fait dans le respect des conventions collectives et en fonction des enjeux organisationnels. Le Distributeur est d'avis que les opportunités offertes par les départs à la retraite et les emplois temporaires, qui ont permis de concrétiser l'efficience additionnelle, seront plus limitées pour les années à venir³²².

[521] L'AHQ-ARQ indique que la surestimation moyenne de la somme des salaires de base et du temps supplémentaire, entre la prévision de l'année témoin et l'historique sur les quatre ans entre 2010 et 2013, se situe à 6,5 %. Par conséquent, l'intervenant recommande de maintenir pour 2015 le montant de la masse salariale sans les avantages sociaux au même niveau que celui de l'année de base 2014, soit à 490,0 M\$, réduisant ainsi de 22,0 M\$ la masse salariale sans les avantages sociaux pour 2015. Il recommande également de réduire de manière proportionnelle les charges liées aux « Avantages sociaux – Autres » sur la base du pourcentage qu'elles représentent par rapport à la masse salariale sans les avantages sociaux, soit une réduction additionnelle de 3,4 M\$. Selon l'AHQ-ARQ, une telle recommandation s'inscrit aussi dans la demande du Gouvernement de ne pas augmenter la masse salariale des sociétés d'État en 2014-2015 et 2015-2016.

³²⁰ Pièce B-0177, p. 14.

³²¹ Pièce B-0133, p. 39.

³²² Pièce B-0133, p. 40 et 41.

[522] En audience, le Distributeur indique que la masse salariale pour l'année témoin 2015, sans les comptes d'écarts du coût de retraite, est inférieure au montant de l'année historique 2013. Il admet cependant qu'il ne connaît pas la définition de la masse salariale fixée par le Gouvernement³²³.

[523] OC recommande de suivre l'approche proposée par l'AHQ-ARQ, ce qui correspond de manière sommaire à un gel de la masse salariale, sans les avantages sociaux, au niveau de l'année de base 2014. L'exercice peut être mis à jour à partir des nouvelles prévisions 2014, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés du Distributeur, ce qui représente une réduction de 29,2 M\$.

[524] La FCEI soutient que l'effet des progressions salariales sur une longue période devrait être nul à long terme. Elle s'attend à ce que le taux de départ à la retraite soit corrélé négativement avec la progression salariale, c'est-à-dire que lorsque le taux de départ à la retraite est supérieur à la moyenne, la progression salariale devrait tendre à être négative et inversement. Par ailleurs, elle note que la notion de progression salariale est invoquée de façon récurrente depuis quelques années par le Distributeur pour justifier la croissance de la masse salariale. Selon l'intervenante, l'effet des progressions salariales est systématiquement haussier. Les importants départs à la retraite depuis quelques années rendent cette situation encore plus surprenante. La FCEI recommande de réduire les salaires de base de 5,0 M\$ et les autres éléments de la masse salariale de 2,8 M\$, pour l'année témoin 2015.

[525] L'UC appuie les conclusions et recommandations de la FCEI à l'effet de réduire ce poste de 7,8 M\$.

[526] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des salaires de base, entre le montant autorisé et le réel, de 36,8 M\$ sur la période de 2010 à 2013, malgré les réductions demandées par la Régie dans ses décisions précédentes.

³²³ Pièce A-0051, p. 96 à 98.

TABLEAU 20
SALAIRES DE BASE

(en M\$)	<i>Année témoin (autorisé et ajusté)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Prévision (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2010	507,2	488,4		479,3	(27,9)	(5,5 %)
2011	489,6	500,8		466,7	(22,9)	(4,7 %)
2012	490,6	478,9		447,8	(42,8)	(8,7 %)
2013	475,7	439,4		422,2	(53,5)	(11,2 %)
2014	432,8	422,6	407,5		(25,3)	(5,8 %)
2015	448,6					

Sources: Pièce B-0024, p. 5; pièce B-0178, p. 4; rapports annuels 2011 à 2013, pièce HQD-2, document 3, p. 5 et rapport annuel 2010, pièce HQD-12, document 1, p. 4.

[527] La Régie est d'avis que la prévision des salaires de base de l'année témoin 2015 doit être recalibrée par rapport à la prévision sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetées de 2014, en considérant la réévaluation à la baisse de 8 M\$ soumise en audience par le Distributeur, soit une réduction de 115 ETC. Elle considère également que les prévisions des ETC provenant de l'amélioration de la performance organisationnelle nette de croissance sont établies de façon prudente, voire conservatrice.

[528] La Régie prend aussi en considération que les nombreux départs à la retraite ont un impact à la baisse sur le montant des salaires de base (renouvellement de la main-d'oeuvre à des salaires moindres) et sur la dotation (postes vacants).

[529] **Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de réduire de 20 M\$ les salaires de base pour l'année témoin 2015.**

Autres charges directes

[530] Les autres charges directes incluent, entre autres, les « Services externes ³²⁴ », les « Mauvaises créances » et les « Stocks, achats, locations et autres ».

³²⁴ Les « Services externes » regroupent les rubriques suivantes : « Maîtrise de la végétation », « Courrier, messagerie » et « Services professionnels et autres ».

[531] Ces charges totalisent 483,8 M\$ en 2015, soit une hausse de 63,4 M\$ (15,1 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2014.

[532] Le Distributeur indique qu'en excluant la hausse des coûts relatifs aux éléments spécifiques et aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers de 30,1 M\$, soit principalement la DMC totale (15,4 M\$) et le Projet LAD (15,1 M\$), ainsi que l'écart de 18,8 M\$ relatif à la disposition du compte d'écarts - Pannes majeures, les autres charges directes augmentent de 14,5 M\$, soit une hausse de l'ordre de 5 %.

[533] Il explique cette hausse, d'une part, par la croissance normale des coûts découlant de l'inflation. D'autre part, il anticipe des coûts supplémentaires en « Services professionnels et autres » relativement à la maintenance de son réseau de distribution et aux TI. De plus, la rubrique « Courrier, messagerie » est en hausse à la suite d'une augmentation du prix des timbres en 2014.

[534] L'AHQ-ARQ observe, à compter de 2010, une tendance à la surestimation systématique des prévisions des charges des services externes, regroupant « Maîtrise de la végétation », « Courrier, messagerie » et « Services professionnels et autres ». Il s'agit de surestimations de l'ordre de 13 M\$ et plus entre les prévisions de l'année témoin et l'historique. Devant un tel constat sur la capacité du Distributeur à prévoir ces charges, l'intervenant recommande de réduire les charges des services externes de 13 M\$ pour l'année témoin 2015. Il souligne qu'avec une telle réduction, les charges des services externes augmenteraient quand même de 4 % par rapport au montant autorisé et ajusté de 2014.

[535] La FCEI recommande de réduire un montant total de 13,2 M\$ du budget des autres charges directes, spécifiquement les « Services professionnels et autres » (6,0 M\$), la « Maîtrise de la végétation » (3,2 M\$) et les « Stocks, achats, location et autres » (4,0 M\$).

[536] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie note une surestimation moyenne des charges provenant des « Services professionnels et autres » entre le montant autorisé et le réel de 17,1 M\$ sur la période de 2010 à 2013, malgré les réductions demandées par la Régie dans ses décisions précédentes.

TABLEAU 21
SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisé et ajusté)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Prévision (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2010	73,3	75,6		68,3	(5,0)	(6,8 %)
2011	82,4	89,0		77,8	(4,6)	(5,6 %)
2012	112,6	116,1		89,1	(23,5)	(20,9 %)
2013	117,8	99,2		82,4	(35,4)	(30,1 %)
2014	87,5	90,7	88,1		0,6	0,7 %
2015	96,8					

Sources: Pièce B-0025, p. 3; pièce B-0178, p. 4; rapports annuels 2011 à 2013, pièce HQD-2, document 3, p. 5 et rapport annuel 2010, pièce HQD-12, document 1, p. 4.

[537] La Régie observe un écart favorable de 35,4 M\$ (-30,1 %) entre le montant autorisé et ajusté en 2013 et le montant réalisé en 2013. Dans son Rapport annuel 2013³²⁵, le Distributeur explique cet écart favorable principalement par une efficacité de 21,3 M\$ découlant d'une réévaluation de ses besoins en services professionnels. Il ajoute que cette efficacité récurrente se reflètera en 2014 et 2015.

[538] La Régie est d'avis que la prévision des charges provenant des « Services professionnels et autres » doit être recalibrée à partir de la prévision sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés de 2014, afin de tenir compte de l'efficacité récurrente découlant de la réévaluation de ses services professionnels.

[539] La Régie demande au Distributeur de réduire de 10 M\$ les charges provenant des « Services professionnels et autres » pour l'année témoin 2015.

³²⁵ Pièce HQD-12, document 1, p. 14.

Récupération de coûts

[540] La rubrique « Récupération de coûts » se compose de deux catégories de revenus : « Pose d'attaches, espace poteaux et conduits » et « Réclamations aux tiers et autres ». Les coûts relatifs à la rubrique « Réclamations aux tiers et autres » sont compensés par des revenus équivalents.

[541] Les revenus associés à la récupération de coûts se chiffrent à 46,5 M\$ en 2015, soit une hausse de 0,4 M\$ (0,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2014.

10.1.1.2 Charges de services partagés

[542] Les charges de services partagés incluent, entre autres, les charges du « Centre de services partagés », du « Groupe Technologie » et des « Unités corporatives ».

[543] Les charges de services partagés sont de 549,3 M\$ en 2015, en baisse de 12,8 M\$ (-2,3 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2014. Le Distributeur indique que cette baisse résulte d'une réévaluation de ses besoins, plus particulièrement au niveau des TI, pour lesquelles il opte pour des solutions déjà offertes et éprouvées sur le marché.

[544] N'eut été de la variation du coût de retraite (-1,3 M\$) et du compte d'écarts du coût de retraite (-12,5 M\$) (voir la section 10.1.2.3), les charges de services partagés auraient été en hausse de 1,0 M\$ (0,2 %).

[545] La FCEI souligne que les charges de services partagés, sans le coût de retraite, sont surévaluées en moyenne de 13,7 M\$ entre les prévisions de l'année témoin et l'historique sur la période de 2010 à 2013, dont les charges du « Centre de service partagés » (6,1 M\$) et du « Groupe Technologie » (12,9 M\$)³²⁶. L'intervenante analyse les prévisions du « Centre de service partagés » et constate des écarts favorables moyens provenant des activités suivantes : « Immobilier » (3,9 M\$), « Gestion du matériel » (3,9 M\$) et « Service de transport » (3,5 M\$). La FCEI recommande donc de réduire globalement les charges de services partagés de 13,7 M\$.

³²⁶ Pièce C-FCEI-0010, p. 15.

[546] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie note aussi la surestimation moyenne des charges provenant du « Groupe Technologie », entre le montant autorisé et le réel, de 12,9 M\$ sur la période de 2010 à 2013.

TABLEAU 22
GROUPE TECHNOLOGIE

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisé et ajusté)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Prévision (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2010	212,3	212,6		207,6	(4,7)	(2,2 %)
2011	217,9	229,2		210,1	(7,8)	(3,6 %)
2012	238,5	238,6		224,2	(14,3)	(6,0 %)
2013	248,3	242,4		223,7	(24,6)	(9,9 %)
2014	233,0	230,8	227,0		(6,0)	(2,6 %)
2015	242,9					

Sources: Pièce B-0026, p. 6; pièce B-0178, p. 4; rapports annuels 2011 à 2013, pièce HQD-2, document 3, p. 5 et rapport annuel 2010, pièce HQD-12, document 1, p. 5.

Note: Excluant le rendement sur les actifs.

[547] La Régie observe un écart favorable de 24,6 M\$ (-9,9 %) entre le montant autorisé et ajusté en 2013 et le montant réalisé en 2013. Dans son Rapport annuel 2013³²⁷, le Distributeur explique cet écart favorable principalement par les éléments suivants :

- Une diminution de 17,5 M\$ découlant essentiellement d'une révision à la baisse de ses besoins et des efforts de rationalisation des ressources utilisées pour les services rendus par le « Groupe Technologie » à l'ensemble des divisions et groupes. Le Distributeur ajoute que cette efficience récurrente se reflètera en 2014 et 2015.
- Une diminution de 9,7 M\$ attribuable à une révision de l'ensemble du portefeuille de projets du Distributeur, entraînant le report ou l'abandon de certains projets et, dans une moindre mesure, à des projets en innovation technologique initialement prévus aux charges mais qui ont été capitalisés.

³²⁷ Pièce HQD-12, document 1, p. 15.

[548] La Régie est d'avis que la prévision des charges du « Groupe Technologie » doit être recalibrée à partir de la prévision sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés de 2014, afin de tenir compte de l'efficacité récurrente des services rendus par le « Groupe Technologie » et de la révision de l'ensemble du portefeuille de projets du Distributeur.

[549] **La Régie demande au Distributeur de réduire de 10 M\$ les charges du « Groupe Technologie » pour l'année témoin 2015.**

10.1.1.3 Coûts capitalisés

[550] Les coûts capitalisés sont déduits des charges d'exploitation du Distributeur. Ces coûts comprennent les prestations de travail et les coûts de gestion de matériel pour les activités de construction ou de développement. Ces montants sont ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

[551] Les coûts capitalisés sont de 328,8 M\$ en 2015, en baisse de 23,4 M\$ (-6,6 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2014. Par conséquent, l'impact sur les charges d'exploitation représente une hausse équivalente de 23,4 M\$.

[552] Conformément à la décision D-2014-037³²⁸, le Distributeur présente une analyse plus détaillée sur l'établissement de la prévision des coûts capitalisés et met en relation les coûts capitalisés et les investissements totaux.

[553] Le Distributeur explique qu'il effectue la planification de l'ensemble des travaux à réaliser sur le réseau de distribution en fonction des besoins et des travaux prioritaires sur le réseau, tout en tenant compte de sa capacité de réalisation anticipée. Ces travaux incluent les projets d'investissement inférieurs et supérieurs à 10 M\$ ainsi que les activités de maintenance imputées aux charges d'exploitation. La planification des travaux à effectuer sur le réseau est également influencée par certains facteurs exogènes, tels que le contexte économique et les besoins des partenaires d'affaires.

³²⁸ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 75, par. 272.

[554] Le Distributeur mentionne que l'efficiencia réalisée au cours des dernières années ainsi que les effets liés au renouvellement de la main-d'oeuvre ont eu des impacts notables sur les heures réalisées pour les investissements.

[555] Il souligne que, sur la période 2012 à 2014, une réduction du nombre d'ETC et de la capacité totale de réalisation est constatée, témoignant ainsi du nombre important de départs à la retraite, de la gestion plus rigoureuse du temps supplémentaire à des fins d'investissements et de l'optimisation des processus de travail.

[556] Par ailleurs, le Distributeur indique que les prestations de travail représentent près de 30 % des investissements totaux. Il souligne cependant qu'il n'y a pas de lien systématique à établir entre les investissements et les prestations de travail et qu'une interprétation prudente doit en être faite³²⁹.

[557] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur et approuve les coûts capitalisés pour l'année témoin 2015, tels que présentés par le Distributeur.

[558] La Régie demande au Distributeur de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, le tableau R-16.3 de la pièce B-0070, afin de suivre l'évolution des composantes des coûts capitalisés par types d'activités pour les années historiques sur une période de cinq ans, l'année de base et l'année témoin ainsi que les montants autorisés sur cette période.

[559] La Régie demande également au Distributeur de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, le tableau 3 de la pièce B-0028, qui met en relation les prestations de travail et les investissements totaux du Distributeur.

10.1.2 APPROCHE GLOBALE

[560] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale.

³²⁹ Pièce B-0028, p. 4.

[561] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022³³⁰, la Régie reconnaît que l'approche globale du Distributeur tient compte de certains paramètres qui reflètent la nature propre de ses activités. Elle réitère cependant que ce modèle ne remplace pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais vise plutôt à en faciliter l'appréciation globale. La Régie peut, en tout temps, revoir les paramètres utilisés lorsqu'elle le juge approprié.

[562] L'analyse des charges d'exploitation, selon une telle approche, se divise en quatre éléments, soit les activités de base du Distributeur, les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, les éléments spécifiques et la disposition du compte d'écarts – Pannes majeures.

[563] En 2015, le Distributeur propose d'ajouter les prestations de travail, auparavant dans les activités de base, à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Ainsi, il présente au tableau suivant les données redressées en conséquence.

TABLEAU 23
CHARGES D'EXPLOITATION SELON L'APPROCHE GLOBALE

(en M\$)	2013 (réel)	2014 (D-2014-037)	Reclassements ⁽¹⁾	2014 (D-2014-037) incluant reclassements ⁽¹⁾	2014 (réel 4/12 - budget 8/12)	2015 (projeté)	Différence 2015-2014 (D-2014-037)	
Activités de base du Distributeur	1 178,4	985,3	260,2	1 245,5	1 222,7	1 240,7	(4,8)	(0,4 %)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	27,6	304,7	(260,8)	43,9	78,3	39,0	(4,9)	(11,2 %)
Éléments spécifiques	33,1	20,6		20,6	20,6	46,0	25,4	123,3 %
Disposition du compte d'écarts-Pannes majeures	5,9	8,6		8,6	8,6	27,4	18,8	218,6 %
Total	1 245,0	1 319,2	(0,6)	1 318,6	1 330,2	1 353,1	34,5	2,6 %

Source : Pièce B-0081, p. 38.

Note 1 : Reclassements du projet LAD phases 2 et 3 (-0,6 M\$) et prestations de travail (260,8 M\$).

10.1.2.1 Prestations de travail

[564] Le Distributeur propose d'ajouter un nouveau critère justifiant l'inclusion d'un coût à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers ou d'élément spécifique, soit le « Coût qui ne varie pas selon les facteurs d'indexation utilisés dans la

³³⁰ Dossier R-3708-2009, décision D-2010-022, p. 59, par. 225.

formule paramétrique ». Ce nouveau critère permettrait de couvrir les situations où un coût ne remplit pas spécifiquement l'un des critères déjà établis, mais qui a trait à un coût qui varie selon des facteurs autres que ceux utilisés dans la formule paramétrique. Sur la base de ce nouveau critère, le Distributeur propose l'inclusion d'un nouvel élément, « Prestations de travail », à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

[565] Le Distributeur indique que, bien que le taux des prestations de travail varie sous l'effet de la progression combinée des charges (augmentations, progressions salariales et inflation), la variable volume des prestations de travail, soit les heures imputées aux investissements, est directement liée à la planification des travaux effectués aux investissements. Il est d'avis que dans un contexte où la prévision pluriannuelle des investissements est stable, et seulement dans ce cas, la prévision des prestations de travail peut s'inscrire dans un modèle de formule paramétrique.

[566] Le Distributeur souligne qu'au cours des dernières années, l'optimisation des processus de travail et la gestion rigoureuse qu'il exerce, combinées aux défis que lui procurent le renouvellement de sa main-d'oeuvre et l'influence des facteurs exogènes, ont eu pour effet de réduire les heures requises ou disponibles à la réalisation des travaux en investissement³³¹.

[567] Le Distributeur demande, dans le présent dossier, une réévaluation de la formule paramétrique pour réajuster le partage entre les heures associées aux investissements et celles associées aux charges d'exploitation³³².

[568] La FCEI s'oppose à la reconnaissance de ce critère. Elle le juge trop large, ce qui ouvre la porte à la reconnaissance de plusieurs postes de coût comme activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Selon elle, cela compromet la raison d'être de la formule paramétrique, qui vise à définir l'enveloppe des charges d'exploitation. Or, le Distributeur cherche, par ce critère, à faire reconnaître l'élément « Prestations de travail », lequel ne relève pas des dépenses d'exploitation, mais plutôt des investissements.

³³¹ Pièce B-0023, p. 9 et 10.

³³² Pièce A-0049, p. 30.

[569] OC estime généralement acceptables les motivations qui poussent le Distributeur à vouloir intégrer les prestations de travail comme activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Toutefois, elle estime que le nouveau critère retenu par le Distributeur a une portée trop large qui mériterait d'être restreinte. Elle recommande donc à la Régie de refuser l'instauration du nouveau critère suggéré par le Distributeur.

[570] SÉ-AQLPA recommande de recalibrer le résultat de la formule paramétrique en vigueur puisqu'elle ne correspond plus à la réalité de la répartition entre les heures associées aux investissements et celles aux charges d'exploitation du Distributeur.

[571] La Régie est préoccupée par le nombre des éléments déjà exclus des activités de base. Elle juge que le nouveau critère à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers a une portée trop large et qu'il mériterait d'être plus restreint. **En conséquence, la Régie n'accepte pas ce nouveau critère.**

[572] Questionné sur l'évolution des prestations de travail, le Distributeur présente au tableau suivant le détail des coûts capitalisés, soit les prestations par types d'activités et la gestion de matériel, sur la période 2009 à 2014.

TABLEAU 24
COÛTS CAPITALISÉS

Description	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	D-2009-016	Réel	D-2010-022	Réel	D-2011-028 ajustée	Réel	D-2012-024 ajustée	Réel	D-2013-037	Réel	D-2014-037	Année de base
Prestations de travail ⁽¹⁾	(303,1)	(293,0)	(309,5)	(297,4)	(318,6)	(310,8)	(307,9)	(273,9)	(320,0)	(266,3)	(301,5)	(284,5)
Activités de base	(287,9)	(286,9)	(294,6)	(293,2)	(298,1)	(290,6)	(301,5)	(262,6)	(288,5)	(224,2)	(260,8)	(229,3)
Activités de base avec facteur d'indexation particulier et éléments spécifiques	(15,2)	(6,1)	(14,9)	(4,2)	(20,5)	(20,2)	(6,4)	(11,3)	(31,5)	(42,1)	(40,7)	(55,2)
Gestion de matériel	(42,7)	(42,7)	(42,2)	(42,8)	(45,9)	(46,8)	(51,1)	(42,2)	(52,0)	(43,5)	(50,7)	(45,3)
Coûts capitalisés	(345,8)	(335,7)	(351,7)	(340,2)	(364,5)	(357,6)	(359,0)	(316,1)	(372,0)	(309,8)	(352,2)	(329,8)

⁽¹⁾ Incluant la rubrique « Autres ».

Source : Pièce B-0070, p. 53.

[573] La Régie note que les prestations de travail, à titre d'activités de base, varient de -286,9 M\$ en 2009 à -262,6 M\$ en 2012, et s'élèvent à -224,2 M\$ en 2013 et à -229,3 M\$ pour l'année de base 2014. Le Distributeur établit sa prévision des prestations de travail à -230,2 M\$ pour l'année témoin 2015, comparativement au montant autorisé de -260,8 M\$

en 2014. La Régie observe un changement important en 2012 et en 2013, toutefois les prestations de travail sont relativement stables sur la période 2013-2015.

[574] La Régie est d'avis qu'il y a lieu de recalibrer le résultat de la formule paramétrique en vigueur, pour tenir compte de la nouvelle réalité au niveau du partage entre les heures associées aux investissements et celles associées aux charges d'exploitation, mais sans l'ajout des prestations de travail à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. **La Régie révisé exceptionnellement la formule paramétrique en vigueur, en appliquant comme point de départ les données de l'année de base 2014 ou celles de l'année historique 2013, pour lesquelles la prise en compte des prestations de travail est comparable à celles de l'année témoin 2015.**

10.1.2.2 Activités de base du Distributeur

[575] Le Distributeur présente les charges d'exploitation de ses activités de base au montant de 1 240,7 M\$ pour l'année témoin 2015³³³, en vertu du modèle paramétrique qui inclut sa demande de reclassement des prestations de travail à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Ces charges sont en baisse de 4,8 M\$ (-0,4 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2014. Cette baisse provient des éléments suivants :

- Le facteur de progression combinée des charges de 2,9 % (34,8 M\$) en 2015, comparativement à 1,6 % en 2014. En 2015, ce facteur tient compte de l'intégration partielle du régime d'intéressement corporatif aux salaires découlant de la signature des nouvelles conventions collectives à la fin 2013. Sans cette intégration, le facteur de progression combinée est de 1,8 % en 2015, soit un taux comparable à celui de 2014.
- L'ajustement du point de départ du calcul de son enveloppe pour tenir compte de l'abolition du régime d'intéressement en 2014 découlant des nouvelles conventions collectives (-14,0 M\$).

³³³ Pièce B-0023, annexe A, p. 21.

- La croissance des activités liées aux nouveaux abonnements³³⁴ (9,3 M\$),
- La variation du rendement des fournisseurs (3,5 M\$).

[576] Ces éléments sont contrebalancés par les éléments suivants :

- des gains d'efficacité de 1,5 %³³⁵ (-18,3 M\$);
- des gains supplémentaires en 2015 découlant d'actions structurantes relatives au Projet LAD - Phases 2 et 3 (-15,0 M\$) et des gains prévus pour 2014³³⁶ (-5,1 M\$).

[577] Ainsi, le Distributeur présente, pour 2015, une croissance de 33,6 M\$ des charges d'exploitation pour ses activités de base, compensée par une efficacité totalisant 38,4 M\$.

[578] En réponse à une DDR, le Distributeur présente l'établissement des charges d'exploitation liées aux activités de base, sans l'effet du reclassement des prestations de travail, soit un montant de 976,6 M\$ pour l'année témoin 2015³³⁷. Il indique que l'impact entre l'établissement des charges d'exploitation avec le reclassement des prestations de travail et celui sans le reclassement des prestations de travail représente une hausse de 33,9 M\$ sur les revenus requis de l'année témoin 2015³³⁸.

[579] La FCEI est d'avis qu'il est inopportun de refléter le montant additionnel de 33,9 M\$ dans l'enveloppe des activités de base établi par la formule paramétrique. Dans la mesure où la réduction des prestations de travail découle d'une plus grande efficacité que prévue, l'intervenante ne voit pas de justification pour une augmentation des charges d'exploitation des activités de base.

³³⁴ Le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes, conformément à la décision D-2012-119 (dossier R-3814-2012), p. 24 et 25.

³³⁵ Le Distributeur a haussé sa cible globale d'efficacité 2015 à 1,5 %, conformément à la décision D-2014-037 (dossier R-3854-2013 Phase 1), p. 80, par. 293.

³³⁶ Puisque la décision sur le Projet LAD n'avait pas été rendue avant la décision tarifaire, la Régie avait demandé au Distributeur, dans sa décision D-2014-037 (dossier R-3854-2013 Phase 1, p. 46, par. 146) de retirer des revenus requis 2014 l'impact des phases 2 et 3 du Projet LAD, dont les gains découlant des actions structurantes. Ainsi, le Distributeur a ajusté le point de départ du calcul de son enveloppe pour tenir compte des gains prévus pour les phases 2 et 3 pour 2014 du Projet LAD de 5,1 M\$.

³³⁷ Pièce B-0070, p. 45.

³³⁸ Pièce B-0081, p. 41.

[580] Conformément au paragraphe 574 de la présente décision, la Régie maintient la formule paramétrique en vigueur sans le reclassement des prestations de travail et révisé exceptionnellement les données utilisées pour la formule paramétrique de l'année témoin 2015.

[581] La Régie estime que l'utilisation du montant autorisé pour l'année 2014 comme point de départ de la formule paramétrique résulte en des charges d'exploitation pour l'année témoin 2015 qui ne correspondent plus à la réalité de la répartition des heures associées aux investissements et celles aux charges d'exploitation du Distributeur. Aux fins du présent dossier, elle utilise plutôt comme point de départ les données de l'année de base 2014 ou celles de l'année historique 2013, pour lesquelles la prise en compte des prestations de travail sont comparables à celles de l'année témoin 2015.

[582] En conséquence, l'enveloppe globale pour l'année 2015 aurait été de 998,0 M\$³³⁹, en utilisant comme point de départ les données de l'année de base 2014, et de 953,9 M\$³⁴⁰, en utilisant comme point de départ l'année historique. Ainsi, les activités de base des charges d'exploitation sont surestimées respectivement de 12,5 M\$³⁴¹ et de 56,6 M\$³⁴² par rapport à la demande initiale du Distributeur.

10.1.2.3 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[583] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, totalisant 269,2 M\$ sans le reclassement des « Prestations de travail », et 39,0 M\$ avec le reclassement des « Prestations de travail », pour l'année témoin 2015.

³³⁹ Pièce B-0070, p. 47.

³⁴⁰ Pièce B-0070, p. 49.

³⁴¹ La réduction de 12,5 M\$ s'établit comme suit : 998,0 M\$ - 976,6 M\$ - 33,9 M\$.

³⁴² La réduction de 56,6 M\$ s'établit comme suit : 953,9 M\$ - 976,6 M\$ - 33,9 M\$.

TABLEAU 25
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS

<i>(en M\$)</i>	<i>2013 (réel)</i>	<i>2014 (D-2014-037) ajustée ⁽¹⁾</i>	<i>2014 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2015 (projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014 (D-2014-037)</i>	
Coût de retraite	107,4	154,8	154,8	102,5	(52,3)	(33,8 %)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	17,7	17,8	22,4	25,8	8,0	44,9 %
Mesures de sécurité cybernétique	7,9	7,7	7,7	9,6	1,9	24,7 %
Inspection et retraitement des poteaux de bois	11,1	14,7	13,8	13,8	(0,9)	(6,1 %)
Dépense de mauvaises créances	78,3	75,2	79,6	82,5	7,3	9,7 %
Plan global en efficacité énergétique (PGÉÉ)	29,4	34,5	29,3	35,0	0,5	1,4 %
	251,8	304,7	307,6	269,2	(35,5)	(11,7 %)
Reclassement provenant des activités de base						
Prestations de travail	(224,2)	(260,8)	(229,3)	(230,2)	30,6	(11,7 %)
Total	27,6	43,9	78,3	39,0	(4,9)	(11,2 %)

Source : Pièce B-0023, p. 9.

Note 1: Incluant le reclassement provenant des activités de base.

[584] Conformément au paragraphe 571 de la présente décision, la Régie n'accepte pas le reclassement provenant des activités de base, soit les « Prestations de travail » à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

Coût de retraite

[585] Le Distributeur indique que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire conseils. Il présente les composantes du coût de retraite ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son évaluation³⁴³.

³⁴³ Pièce B-0023, annexe C, p. 29.

[586] Le tableau suivant détaille le coût de retraite présenté à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

TABLEAU 26
COÛT DE RETRAITE

(en M\$)	Réal 2013			Décision D-2014-037			Année de base 2014			Année témoin 2015		
	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total	Excluant les comptes d'écarts	Comptes d'écarts	Total
Coût de retraite												
Masse salariale	141,3	(46,8)	94,5	108,8	35,9	144,7	90,4	54,3	144,7	107,1	(10,0)	97,1
Charges de services partagés	42,5	(6,6)	35,9	34,5	7,7	42,2	28,0	14,2	42,2	33,2	(4,8)	28,4
Coûts capitalisés	(33,4)	10,4	(23,0)	(25,6)	(6,5)	(32,1)	(21,2)	(10,9)	(32,1)	(25,1)	2,1	(23,0)
Total	150,4	(43,0)	107,4	117,7	37,1	154,8	97,2	57,6	154,8	115,2	(12,7)	102,5

Source : Pièce B-0023, p. 11.

[587] Le Distributeur présente un coût de retraite de 102,5 M\$ pour l'année témoin 2015, en baisse de 52,3 M\$ (-33,8 %) par rapport au montant autorisé de 154,8 M\$ pour l'année 2014. Cette baisse s'explique par les éléments suivants :

- Une baisse de 2,5 M\$ entre le coût de retraite, avant la disposition des comptes d'écarts au montant de 115,2 M\$ en 2015, et le montant autorisé de 117,7 M\$ pour l'année 2014. Cette baisse nette est attribuable à l'augmentation de la composante du rendement prévu de l'actif du régime de retraite et atténuée par une baisse des taux d'intérêt à long terme sur les marchés financiers (le taux d'actualisation passant de 4,79 % en 2014 à 4,56 % en 2015) ainsi que par l'incidence de nouvelles tables de mortalité publiées par l'Institut canadien des actuaires.
- Une baisse de 49,8 M\$ s'explique par la variation des comptes d'écarts 2012 à 2014, incluant les intérêts, conformément aux traitements reconnus dans les décisions D-2011-028³⁴⁴ et D-2012-024³⁴⁵.

[588] Dans sa décision D-2014-037³⁴⁶, la Régie demande au Distributeur de présenter, à compter du présent dossier tarifaire, l'impact sur les revenus requis de la mise en place de

³⁴⁴ Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, p. 41.

³⁴⁵ Dossier R-3776-2011, décision D-2012-024, p. 39 et 40.

³⁴⁶ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 70, par. 245.

façon progressive d'un partage 50 %-50 % du coût du service courant du régime de retraite. Le Distributeur indique qu'en 2015, cela devrait se traduire par une baisse de son coût de retraite d'environ 5 M\$, correspondant à une augmentation de 1 % des cotisations des employés.

[589] Conformément à la décision D-2014-037³⁴⁷, le Distributeur confirme qu'il poursuit ses efforts afin de contrôler les coûts associés aux régimes de retraite. Selon l'évaluation actuarielle de capitalisation la plus récente, soit celle du 31 décembre 2013, le surplus de capitalisation est de 2 451 M\$, dégageant un ratio de capitalisation de 115 %. L'actif détenu par la caisse de retraite est suffisant pour couvrir les rentes futures.

[590] Questionné à ce sujet, le Distributeur explique qu'en date du 31 décembre 2013, le régime est pleinement capitalisé, affichant un taux de capitalisation de 115 %, mais présente un ratio de solvabilité de 97 %³⁴⁸. Dans ces conditions, la *Loi sur les Régimes complémentaires de retraite*³⁴⁹ ne permet aucun congé. En vertu de la cette loi, pour qu'Hydro-Québec ait droit à un congé partiel ou total de cotisation, il faut que le régime soit en situation de surplus suffisant de capitalisation et de solvabilité et qu'il soit constitué d'une provision pour écarts défavorables, telle que définie à la section VI.1 du *Règlement sur les régimes complémentaires de retraite*³⁵⁰.

[591] La Régie demande au Distributeur, pour les prochains dossiers tarifaires, de faire état du surplus actuariel ou du déficit actuariel et de présenter le ratio de capitalisation et le ratio de solvabilité.

Dépense de mauvaises créances

[592] Le Distributeur prévoit une DMC totalisant 105,2 M\$ pour l'année témoin 2015, en hausse de 15,4 M\$ (17,5 %) par rapport au montant autorisé en 2014. Le tableau suivant détaille la DMC à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers en deux composantes : Stratégie pour la clientèle à faible revenu (22,7 M\$) et la DMC (82,5 M\$).

³⁴⁷ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 82, par. 302.

³⁴⁸ Pièce B-0133, p. 35.

³⁴⁹ RLRQ, c. R-15.1.

³⁵⁰ RLRQ, c. R-15.1, r. 6.

TABLEAU 27
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES 2009-2015 (EN M\$)

	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année historique 2013	D-2014-037	Année de base 2014	Année témoin 2015
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	71,8	137,8	91,1	86,6	92,9	89,8	99,0	105,2
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (radiations)	1,1	3,7	2,7	8,8	14,6	14,6	19,4	22,7
Dépense de mauvaises créances	70,7	134,1	88,4	77,8	78,3	75,2	79,6	82,5
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	68,1	115,8	80,9	72,9	76,1	73,0	80,6	80,2
<i>Autres</i>	2,6	18,3	7,5	4,9	2,2	2,2	(1,0)	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	71,8	137,8	91,1	86,6	92,9	89,8	99,0	105,2

Source : Pièce B-0133, p. 37.

[593] Dans sa décision D-2013-037³⁵¹, la Régie approuve une nouvelle méthode d'établissement de la DMC, basée sur un taux variable de mauvaises créances appliqué aux ventes, et demande, pour plus de précision, d'utiliser deux taux de la DMC, soit un taux pour la clientèle résidentielle et un autre taux pour la clientèle commerciale et affaires.

[594] Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur propose de présenter dorénavant la DMC et le taux de la DMC en y incluant les radiations pour la clientèle à faible revenu, considérant que ces radiations, au même titre que les autres radiations, doivent faire partie du calcul du taux de la DMC sur les ventes, afin de bien saisir l'impact des cycles économiques sur l'endettement des clients, quelle que soit leur situation économique.

[595] Le tableau suivant illustre la DMC et le taux de la DMC sur la période 2009 à 2015. Les données des années historiques et de la décision D-2014-037³⁵² ont été ajustées afin de tenir compte de la modification proposée.

³⁵¹ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 83, par. 309 et 310.

³⁵² Dossier R-3854-2013 Phase 1.

TABLEAU 28
DMC ET TAUX DE LA DMC SUR LES VENTES 2009-2015

	Année historique					D-2014-037	Année de base 2014	Année témoin 2015
	2009	2010	2011	2012	2013			
En (M\$)								
Ventes clientèle résidentielle	4 484	4 287	4508	4451	4825	4 945	5 205	5 226
Ventes clientèle commerciale et affaires	3 203	3 184	3220	3208	3328	3 440	3 456	3 615
Ventes	7 687	7 471	7728	7659	8153	8 385	8 661	8 841
Dépense de mauvaises créances résidentielle	58,8	111,7	71,7	73,5	84,1	78,9	93,1	95,7
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaire	10,4	7,8	11,9	8,2	6,6	8,7	6,9	7,2
Dépense de mauvaises créances	69,2	119,5	83,6	81,7	90,7	87,6	100,0	102,9
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	1,3%	2,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,6%	1,8%	1,8%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%
Taux de la dépense de mauvaises créances (%)	0,90%	1,60%	1,08%	1,07%	1,11%	1,04%	1,15%	1,16%

Source : Pièce B-0023, p. 15.

Note : Excluant la rubrique « Autres » présentée au tableau précédent.

[596] Le Distributeur estime qu'en 2015, le taux de la DMC sur les ventes pour la clientèle commerciale et affaires diminuera de 0,1 % par rapport au taux reconnu dans la décision D-2014-037³⁵³. Cependant, pour la clientèle résidentielle, il évalue le taux de la DMC sur les ventes à 1,8 % en 2015, soit une augmentation de 0,2 % comparativement au taux reconnu pour 2014. Il explique cette hausse par l'effet des températures froides de l'hiver 2013-2014 ainsi que par la hausse tarifaire autorisée pour l'année 2014. Ces deux facteurs exercent une pression sur le taux de la DMC pour l'année de base 2014 et pour l'année témoin 2015 et un risque supplémentaire pour le recouvrement des comptes à recevoir de la clientèle résidentielle.

[597] L'UC recommande que la présentation de la prévision de la DMC pour les MFR soit faite de façon distincte. L'intervenante explique que plusieurs facteurs liés aux ententes de paiement qui comportent des radiations peuvent être à l'origine des fluctuations de la DMC pour ces ménages.

[598] La Régie accepte la proposition du Distributeur de présenter le taux de la DMC en y incluant les radiations pour la clientèle à faible revenu, considérant que ces radiations doivent faire partie du calcul du taux de la DMC sur les ventes résidentielles.

³⁵³ Dossier R-3854-2013 Phase 1.

[599] **Cependant, afin de suivre l'évolution de la DMC et la stratégie pour la clientèle à faible revenu, à titre d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, la Régie demande au Distributeur de déposer, à compter du prochain dossier tarifaire, le tableau R-15.1 de la pièce B-0133, en présentant un historique sur cinq ans, du montant autorisé, de l'année de base et de l'année témoin. Elle lui demande également d'expliquer les écarts importants.**

[600] En ce qui a trait à la stratégie pour la clientèle à faible revenu, le Distributeur prévoit un montant de 25,8 M\$³⁵⁴ pour l'année témoin 2015, en hausse de 8,0 M\$ (44,9 %) par rapport au montant autorisé de 17,8 M\$ en 2014. Cette hausse s'explique par la hausse du nombre de radiations liées aux ententes personnalisées, découlant en partie de la mise en oeuvre des pistes de solutions pour répondre adéquatement aux besoins de cette clientèle.

[601] **Afin de suivre l'évolution des ententes personnalisées et les radiations associées à la stratégie pour la clientèle à faible revenu, la Régie demande au Distributeur de déposer, à compter du prochain dossier tarifaire, les tableaux R-17.1 et R-17.2 de la pièce B-0081, en présentant un historique sur cinq ans, du montant autorisé, de l'année de base et de l'année témoin. Elle lui demande également d'expliquer les écarts importants.**

[602] La Régie est préoccupée par la hausse de la DMC. Elle prend acte qu'en ce qui a trait aux stratégies de recouvrement, le Distributeur poursuit ses réflexions à cet égard, dans le but d'être plus efficace et de maximiser le remboursement de la dette³⁵⁵. **Elle demande au Distributeur de présenter le résultat de ses réflexions lors du prochain dossier tarifaire.**

Charges relatives au PGEÉ

[603] Le Distributeur prévoit des charges relatives au PGEÉ de 35,0 M\$ en 2015, soit l'équivalent du montant autorisé en 2014. La prévision 2015 est cependant en hausse d'environ 5 M\$ (17 %) par rapport au montant prévu à l'année historique 2013 et à l'année de base 2014.

³⁵⁴ Le montant de 25,8 M\$ se détaille comme suit : 22,7 M\$ pour les radiations, 2,9 M\$ pour les coûts d'opérations et 0,2 M\$ pour les coûts de service externe.

³⁵⁵ Pièce B-0023, p. 16 et pièce B-0081, p. 46 et 47.

[604] La FCEI recommande une réduction de 5 M\$ du budget 2015 des charges relatives du PGEÉ en raison des surestimations des prévisions des années précédentes.

[605] SÉ-AQLPA recommande à la Régie de refuser la proposition de la FCEI et de maintenir ce budget à 35 M\$. Il considère que l'imminence du dépôt d'une nouvelle politique énergétique par le Gouvernement impliquera des consultations préparatoires tout au long de l'année 2015 et, suivant le dépôt de cette politique, des ajustements à la gestion du PGEÉ et la préparation éventuelle de nouveaux programmes.

[606] Bien que la Régie observe une surestimation des prévisions, elle ne retient pas la proposition de la FCEI. **Elle approuve les charges relatives au PGEÉ de 35,0 M\$ pour l'année témoin 2015, tel que demandé par le Distributeur, et l'encourage à utiliser l'ensemble du budget accordé pour son PGEÉ.**

Inspection et retraitement de poteaux de bois

[607] Le Distributeur indique qu'il poursuivra, en 2015, son programme d'inspection et de retraitement des poteaux, pour un montant de 13,8 M\$. La prévision du volume annuel de poteaux à inspecter est maintenue à 180 000.

[608] Le budget du programme est passé de 11,1 M\$ à 13,8 M\$ entre l'année historique 2013 et l'année témoin 2015. La majeure partie de ces coûts est constituée des « Services professionnels et autres », qui sont passés de 10,6 M\$ à 13,5 M\$.

[609] Conformément à la décision D-2013-037³⁵⁶, le Distributeur présente un bilan de son programme d'inspection et de retraitement des poteaux de bois permettant de valider les résultats attendus, soit le prolongement de la vie technique des poteaux d'une période de 7 à 10 ans³⁵⁷.

[610] La Régie est satisfaite du bilan présenté dans le présent dossier tarifaire et prend acte du fait que le Distributeur n'est pas encore en mesure de se prononcer sur la durée exacte du prolongement de la vie utile des poteaux à la suite du retraitement.

³⁵⁶ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 80, par. 299.

³⁵⁷ Pièce B-0023, annexe D, p. 31 à 37.

[611] **La Régie demande au Distributeur de déposer un nouveau bilan du programme lorsque la durée exacte de ce prolongement sera connue, ou au plus tard lors du dossier tarifaire 2017-2018.**

10.1.2.4 Éléments spécifiques

[612] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des éléments spécifiques totalisant 46,0 M\$ pour l'année témoin 2015.

TABLEAU 29
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2013 (réel)</i>	<i>2014 (D-2014-037)</i>	<i>2014 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2015 (projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014 (D-2014-037)</i>	
Électrification du transport collectif	0,2	1,0	0,9	0,5	(0,5)	(50,0 %)
Automatisation du réseau	7,0	7,3	5,6	4,9	(2,4)	(32,9 %)
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	3,2	1,7	1,7	1,7	0,0	0,0 %
Lecture à distance-Phase 1	22,7	10,6	12,4	0,0	(10,6)	(100,0 %)
Lecture à distance-Phases 2 et 3				38,9	38,9	
Total	33,1	20,6	20,6	46,0	25,4	123,3 %

Source : Pièce B-0023, p. 16.

Nouvel élément spécifique - Projet LAD - Phases 2 et 3

[613] Le Distributeur rappelle que le Projet LAD, dans son ensemble, vise le remplacement de 3,8 millions de compteurs par des CNG et la mise en place des TI pour une infrastructure de mesurage avancé (IMA). Les phases 2 et 3 du projet, autorisées par la Régie dans sa décision D-2014-101³⁵⁸, représentent la poursuite du plan de remplacement des compteurs amorcé par la phase 1.

[614] Le Distributeur retient ce projet en tant qu'élément spécifique sur la base du critère 4, soit le « Coût temporaire découlant de projet d'investissements et/ou générant des gains », au même titre que pour la phase 1 du projet.

³⁵⁸ Dossier R-3863-2013.

[615] La Régie accepte le Projet LAD - Phases 2 et 3 en tant qu'élément spécifique.

[616] Le montant de 38,9 M\$ présenté à titre d'élément spécifique pour les phases 2 et 3 du Projet LAD est composé d'un montant de 31,7 M\$ relatif aux charges de l'année 2015, dont 2,7 M\$ pour les coûts de relève dans le cadre de l'option de retrait, et d'un montant de 7,2 M\$ relatif à la disposition des coûts du compte d'écarts des phases 2 et 3 du Projet LAD³⁵⁹.

[617] La Régie note que la prévision des charges d'exploitation et des coûts du compte d'écarts, totalisant 38,9 M\$ en 2015, est en hausse de 2,0 M\$ (5,4 %) par rapport au montant autorisé dans le cadre du dossier R-3770-2011 et que le cumulatif 2010-2015 est en baisse de 33,2 M\$ (-29,3 %)³⁶⁰.

10.1.2.5 Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures

[618] Conformément aux modalités de disposition reconnues par la Régie dans sa décision D-2013-037³⁶¹, le Distributeur dispose du compte d'écarts relatif aux pannes majeures aux revenus requis 2015, pour un montant de 27,4 M\$. Cet écart est constitué de 25,4 M\$ représentant l'excédent sur le seuil de 16,0 M\$ du coût des pannes majeures de 41,4 M\$ pour l'année 2013, auquel s'ajoutent des intérêts de 0,2 M\$ pour 2013 et de 1,8 M\$ pour 2014³⁶².

[619] La Régie note que le Distributeur dispose correctement du compte d'écarts – Pannes majeures.

10.1.3 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[620] Le Distributeur présente des charges d'exploitation au montant de 1 353,1 M\$ pour l'année témoin 2015.

³⁵⁹ Pièce B-0037, p. 21.

³⁶⁰ Pièce B-0035, p. 22.

³⁶¹ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 42, par. 136.

³⁶² Pièce B-0037, p. 18.

[621] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique et leur évolution selon une approche globale, la Régie considère que, selon l'approche globale, le montant des charges d'exploitation est surestimé de 12,5 M\$ à 56,6 M\$ et que, selon l'approche spécifique, la prévision doit être recalibrée, notamment au chapitre des salaires de base et des charges des « Services professionnels et autres » et du « Groupe Technologie ». En conséquence, la Régie réduit les charges d'exploitation d'un montant de 40 M\$ par rapport à la demande du Distributeur.

[622] **La Régie approuve donc un montant de 1 313,1 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2015. La réduction de 40 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **réduction de 20 M\$ des salaires de base (voir la section 10.1.1.1);**
- **réduction de 10 M\$ des charges des « Services professionnels et autres » (voir la section 10.1.1.1);**
- **réduction de 10 M\$ des charges du « Groupe Technologie » (voir la section 10.1.1.2).**

10.2 AUTRES CHARGES

[623] Les autres charges passent d'un montant autorisé de 1 001,2 M\$ pour l'année 2014 à 1 080,4 M\$ en 2015, soit une hausse de 79,2 M\$ (7,9 %), tel que présenté au tableau suivant :

TABLEAU 30
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2013 (réel)</i>	<i>2014 (D-2014-037)</i>	<i>2014 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2015 (projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014 (D-2014-037)</i>	
Achats de combustible	100,8	93,8	93,8	93,8	117,3	23,5	25,1 %
Amortissement et déclassément	773,0	804,9	835,6	829,2	863,0	58,1	7,2 %
Comptes d'écarts - Projet LAD et autre	4,8	1,8	(25,2)	(25,2)	25,1	23,3	1294,4 %
Taxes	89,9	100,7	100,1	100,1	75,0	(25,7)	(25,5 %)
Total	968,5	1 001,2	1 004,3	997,9	1 080,4	79,2	7,9 %

Sources : Pièce B-0029, p. 5 et pièce B-0178, p. 5.

[624] La Régie examine ci-après chaque rubrique des autres charges, soit les achats de combustible, l'amortissement, les comptes d'écarts – Projet LAD et autre, ainsi que les taxes.

10.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[625] Le montant de 117,3 M\$ prévu en 2015 pour les achats de combustible provient de la prévision des besoins, au montant de 105,2 M\$ et des soldes des comptes d'écarts de 2013 et 2014, respectivement de -0,3 M\$ et de 12,4 M\$, en conformité avec les traitements reconnus dans les décisions antérieures.

[626] Le Distributeur estime le coût des combustibles à 105,2 M\$ pour l'année témoin 2015, sur la base de la moyenne des prix à terme du baril de pétrole du *West Texas Intermediate* (WTI) d'avril 2014 (91,56 \$US/baril).

[627] La Régie a comme pratique de limiter les mises à jour en cours de dossier tarifaire. Elle est toutefois d'avis que le montant prévu en 2015 pour les achats de combustible semble trop élevé, le prix du baril de pétrole ayant diminué de façon importante depuis la prévision du Distributeur.

[628] En audience, en réponse aux engagements n° 13³⁶³ et 32³⁶⁴, le Distributeur dépose une mise à jour des achats de combustible, comprenant une prévision sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés pour 2014 et une nouvelle prévision pour l'année témoin 2015. Cette dernière est désormais basée sur la moyenne des prix à terme du WTI du mois de novembre 2014.

[629] Pour 2015, le montant des achats de combustible passe de 117,3 M\$ à 113,8 M\$ entre la prévision initiale et la prévision révisée, soit une baisse de 3,5 M\$. La prévision des besoins d'achats de combustible est ramenée de 105,2 M\$ à 96,4 M\$ en 2015. Le solde du compte d'écarts de 2014 passe de 12,4 M\$ à 17,7 M\$³⁶⁵.

³⁶³ Pièce B-0210, p. 3.

³⁶⁴ Pièce B-0211, p. 3.

³⁶⁵ Pièce B-0029, p. 5 et pièce B-0210, p. 3.

[630] Le solde du compte d'écarts de 2014 comprend un montant de 9,8 M\$ attribuable à des coûts (de confinement, récupération, décontamination, réparation, etc.³⁶⁶) reliés au déversement de quelque 100 000 litres de combustible survenu le 12 septembre 2014 à la centrale de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine.

[631] Selon le Distributeur, l'inclusion des coûts reliés à ce déversement dans le compte d'écarts est justifiée, puisque ces coûts font partie intégrante des coûts associés à l'utilisation du mazout pour ses centrales thermiques³⁶⁷.

[632] Il indique qu'Hydro-Québec a fait le choix de s'auto-assurer. Seule la centrale de Cap-aux-Meules est assurée, avec une franchise qui s'élève à 50 M\$. Il précise :

« Bien peut-être juste pour préciser que la centrale elle-même aux Îles-de-la-Madeleine est une exception à notre politique et elle est assurée. Et puis la franchise est de cinquante millions (50 M\$), donc à tout événement, inférieure à cinquante millions (50 M\$), on ne l'assure pas et on assume le risque parce que la prime d'assurance est trop élevée »³⁶⁸. [nous soulignons]

[633] L'AQCIE-CIFQ³⁶⁹ et la FCEI³⁷⁰ s'opposent à l'inclusion de ces coûts dans le compte d'écarts des achats de combustible, parce qu'ils ne s'inscrivent pas dans la fonction originale de ce compte.

[634] Le GRAME est d'accord avec l'affirmation de la FCEI à l'effet que l'inclusion de ces coûts dans le compte d'écarts pourrait réduire l'incitatif à la prudence³⁷¹.

[635] SÉ-AQLPA est d'avis qu'il est justifié que les coûts non capitalisés de dommages causés par des sinistres (qu'ils soient liés à l'usage des combustibles ou à d'autres activités) pour lesquels le Distributeur s'auto-assure fassent l'objet d'un compte de frais reportés. Autrement, selon l'intervenant, le Distributeur serait économiquement désincité à dépenser adéquatement lorsqu'il y a lieu de remédier aux effets d'un sinistre³⁷².

³⁶⁶ Pièce A-0049, p. 181 à 185.

³⁶⁷ Pièce B-0214, p. 12.

³⁶⁸ Pièce A-0055, p. 86 et 87.

³⁶⁹ Pièce A-0071, p. 107 à 110.

³⁷⁰ Pièce A-0066, p. 44 et 45.

³⁷¹ Pièce C-GRAME-0020, p. 5.

³⁷² Pièce C-SÉ-AQLPA-0029, p. 28.

[636] Pour le ROÉÉ, le traitement proposé par le Distributeur pour les coûts liés au déversement est incompatible avec celui suggéré pour de tels coûts dans le dossier R-3864-2013 où les témoins du Distributeur ont écarté l'idée d'inclure quelque coût de déversement éventuel dans le calcul des coûts des groupes diesel³⁷³.

[637] La Régie rappelle que le compte d'écarts de combustible a été créé dans sa décision D-2009-016 pour pallier la volatilité des coûts d'achats de combustible :

« Compte tenu de la volatilité de cet élément de coût qui s'apparente à un coût d'approvisionnement et sur lequel le Distributeur a un contrôle limité, la Régie lui demande de porter à un compte de frais reportés la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés en 2009 pour les achats de combustible.

Ce compte de frais reportés protégera le Distributeur et les consommateurs, dès l'année témoin 2009, contre l'évolution à la hausse ou à la baisse des coûts de combustible. Lors du prochain dossier tarifaire, la Régie examinera en détail, sur proposition du Distributeur, les modalités de ce compte »³⁷⁴.

[638] La Régie est d'avis que le compte d'écarts de combustible a été créé pour pallier la volatilité des coûts d'achats de combustible et non pour couvrir des risques liés à des événements imprévisibles. En conséquence, elle n'accepte pas l'inclusion des coûts reliés au déversement de combustible, au montant de 9,8 M\$, au compte d'écarts de 2014.

[639] Elle invite toutefois le Distributeur à proposer et justifier, le cas échéant, un mécanisme permettant de récupérer les coûts d'événements imprévisibles qui ne seraient pas couverts, par ailleurs, par le risque d'affaires global de l'entreprise, et dont le montant est important.

[640] La Régie demande au Distributeur d'ajuster à la baisse la prévision des coûts d'achats de combustible de 13,3 M\$ (3,5 M\$ + 9,8 M\$) pour l'année témoin 2015. Elle reconnaît la prévision des besoins d'achats de combustible au montant de 96,4 M\$ en 2015 et les ajustements provenant des achats de combustible de 0,3 M\$ (créditeur) en 2013 et de 7,9 M\$ (débitur) en 2014.

³⁷³ Pièce C-ROÉÉ-0023, p. 3.

³⁷⁴ Dossier R-3677-2008, décision D-2009-016, p. 62.

[641] En conséquence, la Régie approuve un montant total de 104,0 M\$ pour les achats de combustible de l'année témoin 2015.

10.2.2 AMORTISSEMENT

[642] La charge totale d'amortissement est de 863,0 M\$ pour l'année témoin 2015, en hausse de 58,1 M\$ (7,2 %) comparativement au montant autorisé de 804,9 M\$ pour l'année 2014.

[643] Le Distributeur explique cette hausse de 58,1 M\$ principalement par les éléments suivants :

- une hausse de 47,5 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation provenant des éléments suivants :
 - une hausse de 22,5 M\$ attribuable au Projet LAD, dont 20,8 M\$ pour l'amortissement des actifs des phases 2 et 3 et 1,5 M\$ pour l'amortissement accéléré des anciens compteurs³⁷⁵ (voir la section 4.2),
 - une hausse de 31,9 M\$ essentiellement attribuable aux mises en service des immobilisations,
 - une diminution de 6,9 M\$ découlant de l'impact de la révision des durées d'utilité des immobilisations en exploitation autres que celle du Projet LAD (voir la section 4.2);
- une augmentation de 9,1 M\$ de l'amortissement du PGEÉ découlant essentiellement de la croissance des investissements réalisés au cours des dernières années dans les différents programmes;
- une augmentation de 12,3 M\$ de l'amortissement des logiciels et autres actifs incorporels attribuable principalement aux mises en service des projets TI et, dans une moindre mesure, des logiciels dans le cadre du Projet LAD;
- une diminution de 16,1 M\$ de l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques, en conformité avec le traitement réglementaire reconnu dans les décisions précédentes.

³⁷⁵ Pièce B-0175, p. 12 et 13.

Coûts nets liés aux sorties d'actifs

[644] Le tableau suivant présente le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs par catégories d'actifs ou de projet pour la période 2013 à 2015.

TABLEAU 31
DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (EN M\$)

	Année historique 2013	2014		Année témoin 2015
		D-2014-037	Année de base	
Corroborations	2,2	12,0	10,0	10,0
<i>Conducteurs</i>	-	0,5	0,5	-
<i>Câbles</i>	2,2	8,0	6,0	7,0
<i>Transformateurs</i>	-	3,0	3,0	2,0
<i>Autres</i>	-	0,5	0,5	1,0
Appareils de mesure et autres	4,1	8,0	8,0	8,0
<i>Appareils de mesure</i>	4,6	4,5	4,5	4,5
<i>Revenus provenant de la vente d'actifs</i>	(8,4)	(7,0)	(7,0)	(7,0)
<i>Projets abandonnés et autres</i>	7,9	10,5	10,5	10,5
Projets majeurs	20,1	19,5	38,5	22,7
<i>Projet LAD</i>	20,1	19,5	38,5	22,7
Total	26,4	39,5	56,5	40,7

Source : Pièce B-0029, p. 9.

[645] Le Distributeur indique qu'il établit sa prévision pour l'année de base 2014 à 56,5 M\$, soit une hausse de 17,0 M\$ par rapport au montant autorisé en 2014. Cette hausse est essentiellement attribuable aux phases 2 et 3 du Projet LAD, pour lesquelles les coûts sont inclus dans les rubriques respectives des revenus requis, à compter de l'année de base 2014.

[646] La Régie note une hausse des coûts nets de sorties d'actifs de 14,3 M\$ en 2015 par rapport à l'année historique 2013. Cette hausse est due principalement au montant relatif aux corroborations qui passe de 2,2 M\$ en 2013 à 10,0 M\$ en 2015.

[647] Questionné sur ce sujet, le Distributeur indique qu'en 2015, un montant global de 10 M\$ est nécessaire pour la réalisation des dossiers prévus au plan quinquennal, incluant les actifs de la catégorie Autres actifs. Le Distributeur précise que le niveau des sorties d'actifs peut varier d'une année à l'autre, selon les dossiers qui sont réalisés. Il souligne qu'en 2013, les sorties d'actifs découlant des exercices de corroboration ont été moindres que la tendance historique et, par conséquent, ne peuvent servir de base de comparaison avec la prévision de 2015. Il explique qu'une priorité a été accordée au suivi de l'impact du remplacement des appareils dans le cadre du déploiement du Projet LAD, reportant ainsi la réalisation de certains dossiers de corroboration³⁷⁶.

[648] Le Distributeur ajoute que 2013 étant la première année de déploiement du Projet LAD, il a consacré ses efforts à la mise en place et au contrôle d'un processus de retrait massif d'actifs. L'implantation de ce processus étant complétée, le Distributeur peut, en 2014 et 2015, consacrer ses efforts à la poursuite de son plan quinquennal qui prévoit la corroboration de l'ensemble de ses actifs sur une période de cinq ans³⁷⁷.

[649] Par ailleurs, le Distributeur informe la Régie qu'il modifie son calendrier de déploiement massif afin de compléter l'installation des 3,8 millions de CNG d'ici la fin de l'année 2016 plutôt qu'en 2018³⁷⁸.

[650] Dans un contexte où le calendrier du Projet LAD est accéléré de deux ans, la Régie n'est pas convaincue que le Distributeur puisse consacrer ses efforts à la réalisation de certains dossiers de corroboration. **Elle demande au Distributeur de réduire de 8 M\$ les coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année témoin 2015, afin de maintenir les coûts relatifs aux corroborations au même niveau que ceux de l'année historique 2013.**

Amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques

[651] La charge d'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques est de 36,6 M\$ pour l'année témoin 2015, conformément au traitement réglementaire reconnu dans les décisions précédentes.

³⁷⁶ Pièce B-0081, p. 70.

³⁷⁷ Pièce B-0175, p. 16.

³⁷⁸ Pièce B-0035, p. 14.

[652] Dans la présente décision, la Régie demande au Distributeur d'exclure de la base de tarification le solde du compte de nivellement pour aléas climatique de 142,3 M\$ au 1^{er} janvier 2015, qui porte une rémunération selon le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans majoré des frais de garantie et d'émission de 2,732 % (voir les sections 4.3.2, 4.3.10 et 11). Elle estime les intérêts à 3,9 M\$ en 2015, lesquels s'additionnent au montant de l'amortissement de 36,6 M\$ pour l'année témoin 2015.

[653] La Régie demande également au Distributeur de verser exceptionnellement, aux revenus requis 2015, le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques de la période du 1^{er} janvier au 30 novembre 2014, au montant créditeur de 135,8 M\$, incluant des intérêts de 7,0 M\$ pour 2014 (voir la section 4.4).

Conclusion sur la charge totale d'amortissement

[654] **La Régie reconnaît une charge totale d'amortissement au montant de 723,1 M\$ pour l'année témoin 2015, considérant les ajustements suivants :**

- **une baisse de 8 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'actifs;**
- **un hausse de 3,9 M\$ provenant de la rémunération du compte de nivellement pour aléas climatiques traité, à compter de 2015, hors de la base de tarification;**
- **une baisse de 135,8 M\$ provenant du solde créditeur du compte de nivellement pour aléas climatiques de la période du 1^{er} janvier au 30 novembre 2014.**

10.2.3 COMPTES D'ÉCARTS - PROJET LAD ET AUTRE

[655] Le solde du compte d'écarts relatif au Projet LAD - Phases 2 et 3 de 27,0 M\$ (débit) est versé aux revenus requis de l'année témoin 2015 à titre d'autres charges³⁷⁹. Ce montant provient principalement de la différence entre les coûts nets des sorties d'actifs de l'année de base 2014 et ceux autorisés en 2014.

³⁷⁹ Pièce B-0037, p. 21.

[656] De plus, le solde de 1,9 M\$ (créditeur) du compte d'écarts relatif au montant à remettre à la clientèle à la suite de la modification de la base de tarification 2014 est versé aux revenus requis de l'année témoin 2015³⁸⁰.

[657] La Régie note que le Distributeur dispose correctement des soldes de ces deux comptes d'écarts, en conformité avec le traitement réglementaire reconnu dans ses décisions précédentes.

10.2.4 TAXES

[658] Les taxes s'élèvent à 75,0 M\$ pour l'année témoin 2015, en baisse de 25,7 M\$ (-25,5 %) comparativement au montant autorisé de 100,7 M\$ pour l'année 2014. Cette baisse s'explique principalement par une diminution de 28,1 M\$ des charges relatives au BEIÉ.

Charges relatives au BEIÉ

[659] Le Distributeur présente les charges relatives au BEIÉ sous la rubrique « Taxes », afin de se conformer à la présentation des états financiers à vocation générale.

[660] Les charges relatives au BEIÉ sont déterminées et recommandées par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), puis adoptées par décret gouvernemental. Le Distributeur n'a donc pas de contrôle, tant sur les coûts encourus représentant son apport financier réel aux programmes du BEIÉ, que sur les dates d'adoption des décrets établissant ces coûts.

[661] Les charges relatives au BEIÉ, au montant de 16,5 M\$ en 2015, proviennent de la prévision de 2015 d'un montant de 24,5 M\$ et du solde du compte d'écarts 2013 d'un montant créditeur de 8,0 M\$. Elles sont en baisse de 28,1 M\$ comparativement au montant autorisé de 44,6 M\$ en 2014.

³⁸⁰ Pièce B-0037, p. 22.

[662] Le Distributeur présente au tableau suivant le détail des prévisions des charges relatives au BEIÉ (excluant le compte d'écarts), sur la période 2013 à 2015 et sur une base trimestrielle.

TABLEAU 32
DÉTAIL DES CHARGES RELATIVES AU BEIÉ (EN M\$)

	Réel 2013		D-2014-037		Année de base 2014			Année témoin 2015		
		Total		Total	Quote-part	Nombre de trimestres	Total	Quote-part	Nombre de trimestres	Total
Réel 2013	A	30,3								
D-2014-037			B	44,6						
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	Décret 238-2014				24,51	C 1	6,1			
Quote-part 2014-2015 (1 avril 2014 au 31 mars 2015)	Prévision				24,51	D 3	18,4	24,51	E 1	6,1
Quote-part 2015-2016 (1 avril 2015 au 31 mars 2016)	Prévision							24,51	F 3	18,4
Quote-part BEIÉ		30,3		44,6			24,5			24,5
Ajustement de la démarcation 2013 (G)							-3,3			
Quote-part BEIÉ suite à l'ajustement de la démarcation 2013							21,2			

A Correspond au montant comptabilisé aux états financiers statutaires dans l'attente de la publication du décret du gouvernement, tel que présenté à la pièce HQD-4, document 3.5 du Rapport annuel 2013 du Distributeur.
 B Correspond au montant reconnu à la décision D-2014-037, paragraphes 352 et 356.
 C Correspond à la quote-part du décret 238-2014 de 24,51 M\$ s'échelonnant du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014, soit 6,1 M\$ pour la période du 1^{er} janvier 2014 au 31 mars 2014.
 D Correspond à la quote-part du décret 238-2014 de 24,51 M\$ selon l'information disponible la plus récente, soit 18,4 M\$ pour la période du 1^{er} avril 2014 au 31 décembre 2014.
 E Correspond à la quote-part du décret 238-2014 de 24,51 M\$ selon l'information disponible la plus récente, soit 6,1 M\$ pour la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 mars 2015.
 F Correspond à la quote-part du décret 238-2014 de 24,51 M\$ selon l'information disponible la plus récente, soit 18,4 M\$ pour la période du 1^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015.
 G Ajustement de la démarcation 2013 suite à la réception du décret 238-2014, tel que présenté à la pièce HQD-9, document 7, section 10.

Source : Pièce B-0029, p. 11.

[663] Les coûts sont estimés à partir de l'information la plus récente disponible lors du dépôt du dossier et, subséquemment, lors de la mise à jour de décembre. Pour 2015, l'information la plus récente demeure celle du dernier décret gouvernemental 238-2014 (1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014) d'un montant de 24,5 M\$.

[664] Conformément aux modalités reconnues dans la décision D-2014-037³⁸¹, le compte d'écarts 2013 comptabilise la différence entre les coûts réellement encourus selon les décrets gouvernementaux et les coûts reconnus par la Régie, auxquels s'ajoutent des intérêts. Il en découle une disposition d'un montant créditeur de 8,0 M\$ dans les revenus requis de 2015 à la suite de l'adoption des décrets.

³⁸¹ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 26 et 27.

[665] Pour l'année de base 2014, le Distributeur évalue la quote-part relative au BEIÉ à 24,5 M\$ sur la base du plus récent décret disponible, créant ainsi un écart de 20,1 M\$ par rapport au montant autorisé de 44,6 M\$ en 2014, auquel s'ajoutent des intérêts en 2014 (0,6 M\$) et en 2015 (1,5 M\$). Le solde du compte d'écarts de 22,2 M\$ (créditeur), conservé hors base de tarification, sera versé aux revenus requis du dossier tarifaire, suivant l'adoption du décret qui couvrira la période du 1^{er} avril 2014 au 31 mars 2015³⁸².

[666] **Considérant l'importance du montant, la Régie demande au Distributeur de verser exceptionnellement aux revenus requis de l'année témoin 2015 le montant créditeur de 20,1 M\$, additionné des intérêts pour l'année 2014 de 0,6 M\$.** Elle souligne que le compte d'écarts comptabilisera tout écart avec les coûts réellement encourus. Le Distributeur ne s'oppose pas à ce versement, à titre exceptionnel, aux revenus requis de 2015³⁸³.

[667] **La Régie approuve un montant créditeur de 4,2 M\$ pour les charges relatives au BEIÉ de l'année témoin 2015.**

[668] **La Régie approuve un montant de 54,3 M\$ pour les taxes de l'année témoin 2015.**

10.3 FRAIS CORPORATIFS

[669] Le Distributeur indique que les frais corporatifs à répartir correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives d'Hydro-Québec, dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités d'affaires en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble. La quote-part du Distributeur est de 30 % pour l'année témoin 2015.

³⁸² Pièce B-0037, p. 19 et 20.

³⁸³ Pièce B-0081, p. 74.

[670] Les frais corporatifs pour le Distributeur passent d'un montant autorisé de 33,5 M\$ en 2014 à 30,8 M\$ en 2015, soit une baisse de 2,7 M\$ (-8,1 %), tel que présenté au tableau suivant :

TABLEAU 33
FRAIS CORPORATIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2013 (réel)</i>	<i>2014 (D-2014-037)</i>	<i>2014 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2015 (projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014 (D-2014-037)</i>	
Frais corporatifs	31,7	32,6	29,8	29,8	31,3	(1,3)	(4,0 %)
Compte d'écarts - Coût de retraite	(0,8)	0,9	1,4	1,4	(0,5)	(1,4)	(155,6 %)
Total	30,9	33,5	31,2	31,2	30,8	(2,7)	(8,1 %)

Sources : Pièce B-0019, p. 6 et pièce B-0178, p. 5.

[671] En excluant le compte d'écarts relié au coût de retraite, les frais corporatifs pour l'année témoin 2015 sont en baisse de 1,3 M\$ (-4,0 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2014 et se maintiennent au niveau du montant de l'année historique 2013.

[672] La Régie approuve les frais corporatifs au montant total de 30,8 M\$ pour l'année témoin 2015.

10.4 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION ET CHARGE DE DÉSACTUALISATION

[673] Le rendement de la base de tarification et la charge de désactualisation totalisent un montant de 768,9 M\$ pour l'année témoin 2015, en hausse de 12,8 M\$ (1,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2014, tel que présenté au tableau suivant :

TABLEAU 34
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION ET CHARGE DE DÉSACTUALISATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2013 (réel)</i>	<i>2014 (D-2014-037)</i>	<i>2014 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2014 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2015 (projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014 (D-2014-037)</i>	
Charge de désactualisation	1,9	1,8	1,6	1,6	1,6	(0,2)	(11,1 %)
Rendement de la base de tarification	862,6	754,3	800,5	821,0	767,3	13,0	1,7 %
Capitaux empruntés (frais financiers réglés)	432,1	450,7	450,0	450,0	455,3	4,6	1,0 %
Capitaux propres (bénéfice réglé)	430,5	303,6	350,5	371,0	312,0	8,4	2,8 %
Total	864,5	756,1	802,1	822,6	768,9	12,8	1,7 %

Sources : Pièce B-0019, p. 6; pièce B-0178, p. 5 et pièce B-0174, p. 5 et 7.

Rendement de la base de tarification

[674] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présentait le rendement de la base de tarification au montant de 772,1 M\$ pour l'année témoin 2015. Conformément à la décision D-2014-034³⁸⁴, ce montant est subséquemment ajusté à 767,3 M\$ pour tenir compte de la mise à jour, déposée le 4 décembre 2014, du taux de rendement de la base de tarification de 2015 (7,058 %) avec le coût de la dette actualisé, soit un impact de -4,8 M\$³⁸⁵.

[675] **La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 759,8 M\$ pour l'année témoin 2015, considérant les ajustements suivants :**

- **une baisse de 10,0 M\$³⁸⁶ attribuable au retrait du compte de nivellement pour aléas climatiques de la base de tarification traité, à compter de 2015, hors de la base de tarification (voir les sections 4.3.2 et 11);**
- **une hausse de 2,5 M\$³⁸⁷ provenant d'un ajustement du taux de rendement de la base de tarification, passant de 7,058 % à un taux estimé de 7,081 % (voir la section 5.3).**

³⁸⁴ Dossier R-3842-2013, décision 2014-034, p. 68, par. 273.

³⁸⁵ La baisse de 4,8 M\$ se calcule comme suit : base de tarification 2015 (moyenne des 13 soldes) de 10 872,0 M\$ x (7,058 % - 7,102 %) (pièce B-0174, p. 5 et 7).

³⁸⁶ La baisse de 10,0 M\$ se calcule comme suit : 142,3 M\$ x 7,058 %.

³⁸⁷ La hausse de 2,5 M\$ se calcule comme suit : (10 872,0 M\$ - 142,3 M\$) x 0,023 %.

11. BASE DE TARIFICATION

[676] Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2015 en tenant compte de la juste valeur des actifs qu'il estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi.

[677] Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification 2015 se chiffre à 10 872,0 M\$. Le tableau suivant présente les composantes de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification sur la période 2013 à 2015.

TABLEAU 35
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2013</i> <i>(réel)</i>	<i>2014</i> <i>(D-2014-037)</i>	<i>2014</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2015</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014</i> <i>(D-2014-037)</i>	
Immobilisations en exploitation	8 402 302	8 634 359	8 673 023	8 958 706	324 347	3,8 %
Contrat de location-financement	32 432	33 540	32 921	34 510	970	2,9 %
Actifs incorporels en exploitation						
Plan global en efficacité énergétique	817 125	817 053	798 734	749 292	(67 761)	(8,3 %)
Programmes et activités du BEIÉ	114 263	98 833	98 833	83 404	(15 429)	(15,6 %)
Logiciels	289 599	292 003	265 208	255 774	(36 229)	(12,4 %)
Autres actifs incorporels	34 418	30 570	40 546	41 097	10 527	34,4 %
Total	1 255 405	1 238 459	1 203 321	1 129 567	(108 892)	(8,8 %)
Autres actifs						
Contributions à des projets de raccordement	75 169	107 435	100 590	256 228	148 793	138,5 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	135 196	218 185	222 884	142 327	(75 858)	(34,8 %)
Remboursement gouvernemental	23 692	19 487	23 282	23 282	3 795	19,5 %
Total	234 057	345 107	346 756	421 837	76 730	22,2 %
Fonds de roulement						
Encaisse	83 341	189 465	185 283	194 477	5 012	2,6 %
Matériaux, combustibles et fournitures	131 234	127 615	138 319	132 944	5 329	4,2 %
Total	214 575	317 080	323 602	327 421	10 341	3,3 %
Total	10 138 771	10 568 545	10 579 623	10 872 041	303 496	2,9 %

Source : Pièce B-0031.

[678] La moyenne des 13 soldes de la base de tarification pour l'année témoin 2015 est en hausse de 303,5 M\$ (2,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2014. Cette hausse est principalement attribuable aux éléments suivants :

- les mises en service des immobilisations nettes de leur charge d'amortissement provenant des investissements autorisés (324,3 M\$), incluant le Projet LAD (179,6 M\$)³⁸⁸;
- les contributions à des projets de raccordement (148,8 M\$).

[679] Cette hausse est en partie compensée par la diminution des actifs incorporels en exploitation reliés au PGEÉ (-67,8 M\$) et aux logiciels (-36,2 M\$) et par la variation du compte de nivellement pour aléas climatiques (-75,9 M\$).

Contributions à des projets de raccordement

[680] Le Distributeur présente le détail des contributions à des projets de raccordement, au montant de 299,2 M\$ au 31 décembre 2015³⁸⁹, dont une contribution nette de 213,1 M\$ reliée à des projets en croissance du Transporteur.

[681] Pour sa part, le Transporteur présente, dans son dossier tarifaire, une contribution de 316,3 M\$ à recevoir du Distributeur au 31 décembre 2015³⁹⁰.

[682] En réponse à une DDR, le Distributeur présente au tableau suivant une réconciliation des deux montants³⁹¹, et dans lequel il donne aussi le montant de ses contributions avec le Producteur.

³⁸⁸ Pièce B-0133, p. 49.

³⁸⁹ Pièce B-0037, p. 7.

³⁹⁰ Dossier R-3903-2014, pièce B-0018, p. 10.

³⁹¹ Pièce B-0081, p. 79.

TABLEAU 36
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (EN M\$)

COMPOSANTES	Solde au 31/12/2013	Solde au 31/12/2014	Solde au 31/12/2015
Contributions avec le Transporteur			
Village cri Waskaganish	63,0	60,8	58,6
Premier appels d'offres éolien A/O 2003-02	31,4	29,8	28,2
Projets en croissance du Transporteur			213,1
Autres contributions	28,8	23,1	16,4
- Travaux sur le réseau et activités de mesurage	(4,5)	(8,9)	(19,0)
- Autres	33,3	32,0	35,4
Total des contributions avec le Transporteur	123,2	113,7	316,3
Contributions avec le Producteur			
Autres contributions	(19,3)	(18,2)	(17,1)
TOTAL	103,9	95,5	299,2

Source : Pièce B-0081, p. 79, tableau R-34.1.

[683] **Afin de distinguer les contributions du Distributeur avec le Transporteur et avec le Producteur, la Régie demande au Distributeur de déposer, à compter du prochain dossier tarifaire, la conciliation des projets de raccordement du Distributeur avec ceux du Transporteur, sous le même format que le tableau R-34.1 de la pièce B-0081.**

[684] La Régie note, d'après le tableau 36, qu'il n'y a aucune contribution du Distributeur en ce qui a trait aux projets en croissance du Transporteur pour les années 2013 et 2014 et qu'il y a une contribution de 213,1 M\$ (contribution annuelle de 217,9 M\$ réduite de la charge de l'amortissement de 4,8 M\$) pour l'année témoin 2015.

[685] Le Distributeur explique qu'il n'y a eu aucune contribution requise de sa part en 2013, puisque l'ensemble des coûts des projets en croissance mis en service en 2013 n'a pas excédé l'allocation maximale du Transporteur. En 2014 et 2015, le Transporteur évalue que l'ensemble des coûts des projets en croissance dépassera l'allocation maximale, soit 217,9 M\$ en 2014 et 71,4 M\$ en 2015.

[686] Le Distributeur inscrit sa contribution de 217,9 M\$ de l'année 2014 dans sa base de tarification de l'année témoin 2015. Il précise que le montant de la contribution 2014 ne sera confirmé qu'au début de l'année 2015, soit lorsque l'ensemble des mises en service réelles sera connu. Il souligne, par ailleurs, que le traitement qu'il applique est identique à celui du Transporteur³⁹².

[687] La Régie se questionne sur ce décalage. Elle prend note des explications déjà fournies en preuve, mais elle demande une preuve plus élaborée que celle au présent dossier.

[688] La Régie s'attend du Distributeur qu'il soit en mesure de prévoir sa contribution annuelle en lien direct avec les mises en service que le Transporteur prévoit faire pour ses besoins de raccordement. **Elle demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une preuve à cet égard.**

[689] **La Régie demande au Distributeur de déposer, à compter du prochain dossier tarifaire, le détail de l'évaluation de sa contribution liée aux projets en croissance du Transporteur pour l'année historique, l'année de base et l'année témoin, dans le format des tableaux 6, 7 et 8 de la pièce B-0031 du dossier tarifaire du Transporteur³⁹³.**

Compte de nivellement pour aléas climatiques

[690] Le Distributeur présente un solde du compte de nivellement pour aléas climatiques au montant de 142,3 M\$ pour l'année témoin 2015.

[691] **La Régie demande au Distributeur de traiter, à compter de 2015, le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques hors de la base de tarification, portant intérêts selon le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans, majoré des frais de garantie et d'émission (voir les sections 4.3.2 et 4.3.10). Elle maintient les périodes d'amortissement reconnues dans ses décisions précédentes.**

³⁹² Pièce B-0133, p. 51 et 52.

³⁹³ Dossier R-3903-2014, pièce B-0031, p. 12 et 13.

[692] En conséquence, la Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2015, selon la moyenne des 13 soldes, en considérant les ajustements suivants :

- le retrait d'un montant de 142,3 M\$ associé au compte de nivellement pour aléas climatiques (voir la section 4.3.2);
- l'ajustement des coûts nets liés aux sorties d'actifs (voir la section 10.2.2);
- l'ajustement de l'encaisse réglementaire, compte tenu des ordonnances contenues à la présente décision.

[693] La Régie demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification de l'année témoin 2015 et de la déposer au plus tard le 16 mars 2015, à 11 h.

12. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2015

12.1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

[694] Le Distributeur présente au tableau suivant le sommaire de sa demande d'autorisation des investissements 2015³⁹⁴.

³⁹⁴ Pièce B-0035, p. 5.

TABLEAU 37
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2015 (EN M\$)

Catégories	Investissements autorisés avant entrée en vigueur art. 73	AUTORISATION SPÉCIFIQUE		DEMANDE D'AUTORISATION			Grand total
		Projets majeurs > 10 M\$		Autres investissements < 10 M\$			
		Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs		202,7		189,2	18,6	207,8	410,5
Réseau de distribution				116,9	1,8	118,7	118,7
Centrale de production					12,0	12,0	12,0
Réseau de transport					4,2	4,2	4,2
Mesurage et relèvement		202,7		6,0		6,0	208,7
Bâtiments administratifs				29,5		29,5	29,5
Matériel roulant				15,0		15,0	15,0
Autres actifs de soutien				21,8	0,6	22,4	22,4
Amélioration de la qualité				31,6	1,9	33,5	33,5
Croissance de la demande		55,3	21,6	261,2	9,1	270,3	347,2
Respect des exigences	12,0	1,0		38,9	0,4	39,3	52,3
Total	12,0	259,0	21,6	520,9	30,0	550,9	843,5

Source : Pièce B-0035, p. 5.

[695] De plus, le Distributeur présente au tableau suivant un suivi des investissements de moins de 10 M\$.

TABLEAU 38
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2013	Autorisé 2014 (D-2014-037)	Année de base 2014	Année témoin 2015
Maintien des actifs	205,9	193,0	200,9	207,8
Réseau de distribution	122,5	122,4	126,7	118,7
Centrale de production	14,7	11,2	12,8	12,0
Réseau de transport	6,2	2,9	5,2	4,2
Mesurage et relève	16,3	5,6	7,1	6,0
Bâtiments	20,2	32,2	28,2	29,5
Matériel roulant	11,5	0,3	0,2	15,0
Autres actifs de soutien	14,5	18,4	20,7	22,4
Amélioration de la qualité	16,6	27,1	24,3	33,5
Respect des exigences	30,0	58,6	43,3	39,3
SOUS-TOTAL	252,5	278,7	268,5	280,6
Croissance de la demande	251,1	290,7	279,3	270,3
TOTAL	503,6	569,4	547,8	550,9

Source : Pièce B-0035, p. 7.

[696] Le montant total réclamé pour les investissements de moins de 10 M\$ est de 550,9 M\$ pour 2015, soit 18,5 M\$ de moins que le montant autorisé pour 2014. Cette variation s'explique par une baisse de 19,3 M\$ dans les investissements en respect des exigences et de 20,4 M\$ en croissance de la demande, en partie contrebalancée par une hausse de 14,8 M\$ des investissements en maintien des actifs et de 6,4 M\$ en amélioration de la qualité.

[697] La Régie note qu'en 2013, sur un montant autorisé de 656,3 M\$ pour les projets de moins de 10 M\$³⁹⁵, les dépenses réelles ont été inférieures de 153 M\$, soit 503,6 M\$ pour les mises en service de 2013.

[698] L'ACEFO présente un tableau historique des investissements autorisés et réalisés de 2010 à 2014. Elle constate que les investissements réalisés sur cette période ont été inférieurs aux investissements autorisés pour une valeur totale de 443,6 M\$ et que cette situation est systématique à chaque année depuis 2010 : 14,3 % des investissements de la catégorie « Maintien des actifs » et 37,7 % des investissements de la catégorie « Amélioration de la qualité » n'ont pas été réalisés. Selon l'intervenante, « *le fait de ne*

³⁹⁵ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 115, par. 457.

pas avoir réalisé les investissements qui avaient été autorisés ne semble pas avoir eu d'impact sur la qualité du service, mais a eu un impact à la hausse sur les revenus requis du Distributeur »³⁹⁶.

[699] L'ACEFO indique que le Distributeur évalue que 75 % de son enveloppe d'investissements pour des projets inférieurs à 10 M\$ dépend de la disponibilité de la main-d'oeuvre en place³⁹⁷ et que la capacité de réalisation – métiers-lignes pour l'année témoin 2015 (1 133 308 h aux investissements) est d'environ 90 % de celle considérée dans la décision D-2014-037³⁹⁸ (1 264 453 h aux investissements)³⁹⁹.

[700] L'ACEFO recommande de réduire le montant à autoriser de 10 %, soit un pourcentage inférieur au pourcentage des investissements non réalisés sur la période 2010-2014 (13,5 %). Ainsi, le montant proposé serait de 495,8 M\$.

[701] L'UC constate également que le budget pour les investissements de moins de 10 M\$ n'a pas été dépensé en 2014. Un montant de 569 M\$ a été autorisé par la Régie, la prévision de 4 mois réels et de 8 mois projetés de 2014 est passée à 547 M\$ et la prévision de 10 mois réels et de 2 mois projetés de 2014 à 490 M\$, soit une différence de 79 M\$ entre le réel et l'autorisé. L'intervenante appuie les recommandations de l'ACEFO sur la nécessité de réviser à la baisse les budgets demandés pour 2015.

[702] La Régie constate que le budget réclamé a baissé de 19 M\$ par rapport à l'année précédente et de plus de 100 M\$ depuis trois ans.

[703] La Régie note les efforts de contrôle du budget des investissements de moins de 10 M\$. **Elle approuve le budget de 550,9 M\$ demandé par le Distributeur.**

[704] La Régie précise que seules les mises en service découlant des budgets d'investissement autorisés entrent dans la base de tarification. Il est important de vérifier si l'ampleur des budgets d'investissement demandés pour le service attendu est juste et raisonnable. C'est dans cet objectif que le Distributeur doit fournir une information plus complète.

³⁹⁶ Pièce C-ACEFO-0011, p. 16.

³⁹⁷ Pièce B-0035, p. 8.

³⁹⁸ Dossier R-3854-2013 Phase 1.

³⁹⁹ Pièce B-0028, p. 5.

[705] Lors de l'audience, le Distributeur fournit une liste présentant plus de détails sur les projets et les activités d'investissements de plus de 1 M\$ dans les RA, en lien avec les centrales de production et pour répondre à la croissance de la demande de ces réseaux. Ces informations sont reproduites aux tableaux suivants.

TABLEAU 39
INVESTISSEMENTS DE MAINTIEN DES ACTIFS EN RA (EN M\$)

Projets et activités	Année de base 2014	Année témoin 2015
Centrales de production		
Parc à carburant (Obedjiwan)		1,5
Autres parcs à carburant ¹	1,5	2,1
Équipement du système à carburant et réservoir d'emmagasinage (Umiujaq)	0,9	1,1
Système de levage à l'évacuateur de crues (Schefferville)	0,2	1,0
Système de commande manuelle (Iles-de-la-Madeleine)	0,5	1,1
Poutrelles du pertuis (Schefferville)	2,4	1,8
Autres avant-projets (projets majeurs) ¹	1,5	
Autres ¹	5,7	3,4
Total	12,8	12,0

¹ Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

Source : Pièce B-0209, p. 3.

TABLEAU 40
INVESTISSEMENTS LIÉS À LA CROISSANCE DE LA DEMANDE EN RA (EN M\$)

Projets et activités	Année de base 2014	Année témoin 2015
Réseau de distribution		
Programme d'équipement ¹	1,8	1,8
Alimentation des abonnés ¹	1,8	1,8
Réseaux autonomes		
Ajout d'une génératrice d'urgence (Schefferville)	0,1	1,6
Avant-projet (projet majeur Puvirmituq)		1,1
Autres avant-projets (projets majeurs) ¹	0,7	2,0
Augmentation de la capacité du parc à carburant (Kuujjuarapik)	3,6	0,3
Autres ¹	<u>1,2</u>	<u>0,5</u>
	5,6	5,5
Total	9,2	9,1

¹ Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

Source : Pièce B-0209, p. 3.

[706] La Régie est satisfaite de ce niveau de détail et du type d'information fourni. Elle demande à ce que l'information sur les projets de moins de 1 M\$ dans les réseaux autonomes continue d'être déposée dans le rapport annuel et dans les prochains dossiers tarifaires pour les budgets demandés.

[707] Quant au réseau intégré, le Distributeur explique qu'il ne peut fournir l'information avec le même niveau de détail, en raison d'un nombre important de projets, alors qu'à un niveau de 5 M\$, le niveau d'approbation n'est pas le même que pour des projets de 1 M\$ et qu'« *il y a une sectorisation qui doit exister en fonction des normes d'approbation* »⁴⁰⁰.

[708] Selon l'ACEFO, les explications additionnelles sur les investissements fournies par rapport au dossier tarifaire antérieur sont descriptives des activités, mais ne permettent pas de justifier la valeur des montants réclamés⁴⁰¹. Pour chacune des catégories d'équipements, le Distributeur présente une comparaison des montants de l'année 2015 par rapport à ceux de l'année 2014, mais ne justifie pas l'ampleur de ce montant.

[709] La Régie rappelle qu'elle a demandé, dans sa décision D-2014-037⁴⁰², des compléments d'information et des suivis plus détaillés, dès le Rapport annuel 2014, incluant un balisage sur le coût unitaire des mises en service réalisées. À titre d'exemple, elle constate que le budget pour répondre à la croissance de la demande représente, à lui seul, près de 50 % de l'enveloppe des investissements de moins de 10 M\$. Or, le Distributeur indique que les ventes additionnelles générées par la croissance ne permettent pas de récupérer le coût de ces investissements⁴⁰³.

[710] La Régie note que le Distributeur a fourni des informations additionnelles pour justifier ses investissements de moins de 10 M\$. Elle constate cependant que ces informations demeurent insuffisantes pour lui permettre d'apprécier des enveloppes budgétaires aussi élevées.

⁴⁰⁰ Pièce A-0055, p. 67 à 70.

⁴⁰¹ Pièce C-ACEFO-0011, p. 14.

⁴⁰² Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 115, par. 435 et 436.

⁴⁰³ Pièce B-0036, p. 7.

[711] La Régie juge qu'il est nécessaire qu'elle dispose d'information additionnelle afin d'apprécier les investissements de moins de 10 M\$. Elle tiendra, à ces fins, une réunion technique entre son personnel et celui du Distributeur, en préparation du prochain dossier tarifaire.

12.2 SUIVI DU PROJET LAD

[712] Le Distributeur modifie son calendrier de déploiement du Projet LAD afin de compléter l'installation des 3,8 millions de CNG d'ici la fin de l'année 2016. Selon lui, ce nouveau calendrier permettra de concrétiser plus rapidement les bénéfices du projet et de réduire les coûts du fait que les ressources affectées au projet par exemple, les effectifs affectés à la gestion du projet et à l'ingénierie, pourront être libérées plus tôt que prévu. Il souligne également que la mise en place plus rapide des nouvelles fonctionnalités et l'ajout de nouveaux projets amélioreront la qualité du service à la clientèle et l'efficacité du Distributeur⁴⁰⁴.

[713] En réponse à une DDR, le Distributeur explique que l'expérience acquise en phase 1 du Projet LAD lui a permis de constater que l'installation réalisée dans les zones urbaines plus densément peuplées peut être faite plus rapidement qu'initialement prévue. C'est pourquoi il propose de maintenir le rythme constaté pour ces zones, ce qui a pour effet de devancer la fin du déploiement. L'installation de la très grande majorité des compteurs serait donc complétée à la fin 2015, tandis que le Distributeur procédera à l'installation des quelques compteurs restants, principalement ceux de la phase 3, au cours de l'année 2016.

[714] Le Distributeur rappelle que le Projet LAD offre des bénéfices concrets et immédiats aux clients, dont l'émission de factures basées sur leur consommation réelle, une plus grande exactitude des données de consommation et la détection rapide des pannes. Au niveau technique, l'accélération du déploiement lui permet d'obtenir plus rapidement un meilleur maillage de l'infrastructure technologique (réseau IMA), lui assurant ainsi une plus grande stabilité.

⁴⁰⁴ Pièce B-0035, p. 14.

[715] Finalement, le Distributeur affirme que la révision du calendrier de déploiement du Projet LAD est sans impact sur les coûts totaux du projet. Compte tenu de l'expérience de la phase 1, il est confiant d'atteindre les cibles visées selon ce nouvel échéancier et ne perçoit aucun risque à le devancer d'environ deux ans⁴⁰⁵.

[716] Conformément à la décision D-2013-037⁴⁰⁶, le Distributeur présente au tableau suivant la comparaison des données incluses dans le présent dossier et celles du Projet LAD (dossier R-3770-2011). Il souligne que les informations sont présentées globalement et ne dépassent pas l'horizon de l'année témoin.

TABLEAU 41
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU PROJET LAD

<i>(en M\$)</i>	<i>D-2014-037</i>	<i>R-3905-2014</i>		<i>R-3770-2011</i>	
	<i>2014</i>	<i>Année témoin 2015</i>	<i>Cumulatif 2010-2015</i>	<i>Année témoin 2015</i>	<i>Cumulatif 2010-2015</i>
Charges d'exploitation	4,2	18,8	44,4	15,4	67,9
Charges d'exploitation	10,6	38,9	80,1	36,9	113,3
Gains d'efficacité	(6,4)	(20,1)	(35,3)	(21,5)	(45,4)
Revenus autres ventes d'électricité			(0,3)		
Autres charges	48,7	105,4	185,3	45,4	188,4
Amortissement	29,2	54,8	103,8	34,7	101,3
Sorties d'actifs	19,5	22,7	81,4	10,7	87,1
Compte d'écarts - Projets majeurs		27,0	0,1		
Rendement de la base de tarification	17,2	40,2	71,5	32,2	74,7
Revenus	(0,5)	(1,8)	(4,0)	(0,2)	(2,8)
Total	69,6	161,6	297,1	92,8	328,2

Source : Extrait de la pièce B-0035, p. 22.

Note : Le total et les sous-totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondis.

[717] Le Distributeur indique que l'écart défavorable de 68,8 M\$ pour l'année témoin 2015, entre les données du présent dossier et celles du dossier R-3770-2011, découle, d'une part, du versement aux revenus requis de 2015 du compte d'écarts – Projets majeurs relatif aux coûts de 2014 des phases 2 et 3 et, d'autre part, de la révision du calendrier de déploiement du Projet LAD. Le nouveau calendrier a un impact

⁴⁰⁵ Pièce B-0070, p. 12 et 13.

⁴⁰⁶ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 52, par. 179 et 180.

principalement sur la dépense d'amortissement, les sorties d'actifs et le rendement de la base de tarification.

[718] Le Distributeur indique également que l'écart cumulatif favorable de 31,1 M\$ entre les données du présent dossier et celles du dossier R-3770-2011 s'explique principalement par le report du début du déploiement massif et par la révision du calendrier de déploiement du projet. Ces deux éléments ont pour effet de décaler dans le temps certaines dépenses, comme les frais de relocalisation, et de concrétiser des gains. L'utilisation d'outils de formation développés pour les activités de base et la révision à la baisse du nombre de ressources supplémentaires requises dans les activités de communication expliquent également cette baisse⁴⁰⁷.

[719] La Régie observe un retard au niveau des gains d'efficacité, soit un cumulatif de 35,3 M\$ en 2015 dans le présent dossier, comparativement à celui prévu de 45,4 M\$ dans le dossier R-3770-2011.

[720] Questionné à ce sujet, le Distributeur souligne que le report du début du déploiement massif explique l'écart défavorable des gains d'efficacité cumulatifs de 10 M\$ en 2015 entre le présent dossier et le dossier R-3770-2011. Il indique que le report a eu pour impact de prolonger les besoins en relève manuelle pour les compteurs non encore remplacés par rapport aux prévisions initiales du dossier R-3770-2011 et, ainsi, de décaler dans le temps les gains d'efficacité cumulatifs⁴⁰⁸.

[721] Le Distributeur ajoute que, malgré la fin du Projet LAD en décembre 2016, il est prévu que certains gains se réalisent en 2017 et 2018. Il précise que les derniers postes abolis en 2016 auront un impact en termes de gains d'ETC en 2017. De plus, l'impact de la baisse de certaines dépenses en lien avec les postes abolis en 2016 et 2017 devrait survenir en 2018⁴⁰⁹.

[722] Le Distributeur réitère qu'il prévoit toujours l'abolition de 726 postes qui génèrera, à terme, des gains annuels et cumulatifs récurrents de 81,3 M\$ à compter de 2018⁴¹⁰.

⁴⁰⁷ Pièce B-0035, p. 23.

⁴⁰⁸ Pièce B-0175, p. 14.

⁴⁰⁹ Pièce B-0081, p. 51.

⁴¹⁰ Pièce B-0175, p. 15.

[723] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur.

[724] Par ailleurs, par sa décision D-2014-160, outre les enjeux liés à l'option de retrait, aux CDSÉ et aux frais de mise sous tension qui font l'objet d'un traitement particulier, la Régie autorisait les intervenants à traiter, au présent dossier, des enjeux suivants relatifs au Projet LAD :

- l'échéancier de déploiement des CNG;
- les coûts et gains d'efficacité associés au Projet LAD;
- l'impact du Projet LAD sur les tarifs de distribution d'électricité de 2015-2016;
- l'état d'avancement de l'implantation des fonctionnalités associées au Projet LAD;
- l'impact du déploiement des CNG sur les indicateurs de performance et de qualité de service du Distributeur⁴¹¹.

[725] Cette liste d'enjeux est fondée sur les suivis trimestriels et annuels du Projet LAD que doit produire le Distributeur conformément aux décisions D-2012-127 et D-2014-101⁴¹².

[726] La Régie a pris connaissance des preuves de l'AHQ-ARQ, de la FCEI, du GRAME, de SÉ-AQLPA et de l'UMQ⁴¹³ sur ces enjeux. Elle ne juge pas nécessaire d'en reprendre la teneur considérant, entre autres, que l'impact du Projet LAD sur les indicateurs de performance et sur la qualité de service du Distributeur est pris en compte lors de l'étude spécifique de ces sujets dans la présente décision.

[727] La Régie considère que le suivi du Projet LAD doit être effectué principalement par l'entremise des suivis trimestriels et annuels de ce projet que dépose le Distributeur à la Régie sur une base administrative.

⁴¹¹ Pièce A-0010, p. 11.

⁴¹² Respectivement, dossiers R-3770-2011 et R-3863-2013.

⁴¹³ Pièce C-AHQ-ARQ-0019, p. 60 à 62; pièce C-FCEI-0010, p. 21, 22, 35 et 36; pièce C-GRAME-0012, p. 19 à 25; pièce C-SÉ-AQLPA-0016 et pièce C-UMQ-0008, p. 7, 8 et 19 à 22.

[728] Quant aux enjeux du Projet LAD à être traités dans le cadre d'un dossier tarifaire, la Régie s'en tient aux conclusions émises dans sa décision D-2013-037⁴¹⁴.

12.3 SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

[729] Le Distributeur indique que depuis le 1^{er} janvier 2013, les entreprises visées par le *Règlement concernant le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*⁴¹⁵ doivent couvrir leurs émissions de gaz à effet de serre (GES). Le Distributeur prévoit acheter des droits d'émission de 3,5 M\$ en 2015 pour couvrir les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules, la seule qui dépasse le plafond autorisé de 25 000 tonnes métriques de CO₂ par année⁴¹⁶.

[730] Dans la demande du Distributeur, le montant des droits d'émission du SPEDE achetés pour la centrale de Cap-aux-Meules est compris à la fois dans le montant des investissements de moins de 10 M\$ en respect des exigences et dans le montant des achats de mazout pour les RA⁴¹⁷.

[731] Le Distributeur précise que les montants d'achats d'électricité de court terme aux États-Unis comprennent des frais d'achat de droits d'émission, lesquels sont inclus dans le montant des achats d'électricité qu'il rapporte⁴¹⁸.

[732] À partir du 1^{er} janvier 2015, le Distributeur paiera les droits d'émission qui seront compris dans les montants facturés par les distributeurs de combustibles, et ceci pour tous ses achats de combustible, que ce soit dans les RA ou ailleurs. Le prix des carburants achetés pour les véhicules et la machinerie lourde du Distributeur comprendront également des droits d'émission.

⁴¹⁴ Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 52.

⁴¹⁵ RLRQ, c. Q-2, 46.1.

⁴¹⁶ Pièce B-0035, p. 11.

⁴¹⁷ Pièce B-0029, p. 6 et pièce B-0081, p. 27.

⁴¹⁸ Pièce B-0020, p. 10 et 11.

[733] Pour 2015, le Distributeur n'a pas considéré les coûts du SPEDE découlant des droits d'émission qui lui seront facturés par les distributeurs de combustibles. Il indique que lors de la détermination de la prévision des prix des combustibles et des coûts évités pour le présent dossier, la précision des informations disponibles était insuffisante. Toutefois, le Distributeur évaluera l'impact de ces coûts lors du prochain dossier tarifaire⁴¹⁹.

[734] Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'identifier dans chaque dossier tarifaire sa méthode d'établissement des coûts projetés pour les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules et pour les achats d'électricité de court terme.

[735] Le GRAME recommande également qu'un compte de frais reportés hors base, portant intérêt, soit créé. Ce compte comptabiliserait l'ensemble des coûts liés à l'achat des droits d'émission liés à la production thermique d'électricité et à l'achat d'électricité, de manière à permettre à la Régie de suivre ces coûts séparément et d'évaluer la stratégie d'achat retenue par le Distributeur pour chacune des périodes de conformité⁴²⁰.

[736] La Régie ne retient pas la recommandation du GRAME de créer un compte de frais reportés. En effet, elle juge que pour le moment, les montants impliqués ne sont pas assez importants pour justifier la création d'un tel compte.

[737] La Régie prend acte de l'intention du Distributeur d'évaluer l'impact des coûts du SPEDE compris dans les montants qui lui sont facturés par les distributeurs de combustibles lors du prochain dossier tarifaire.

[738] La Régie demande également au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, le détail du calcul des droits d'émission du SPEDE pour la centrale de Cap-aux-Meules.

⁴¹⁹ Pièce B-0081, p. 26 et 27.

⁴²⁰ Pièce C-GRAME-0012, p. 17.

13. PGEÉ 2015

13.1 SUIVI DES RÉSULTATS 2013 ET ANTICIPÉS POUR 2014

[739] Le Distributeur présente au tableau suivant les résultats anticipés du PGEÉ pour 2014, soit un ajout de 494 GWh d'économies annuelles, avec un budget de 120 M\$. Il atteindra sa cible de 8 TWh une année à l'avance. En 2015, les économies d'énergie cumulées du PGEÉ devraient totaliser 8,8 TWh, soit un dépassement de la cible de près de 10 %. De plus, ces économies contribueraient à réduire les besoins de puissance d'environ 1 200 MW.

TABLEAU 42
RÉSULTATS ANTICIPÉS DU PGEÉ POUR 2014

Programmes et activités du Distributeur	D-2014-037		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)	Budget TOTAL (M\$)	Économies d'énergie (GWh)
Marché Résidentiel	33	174	32	197	(1)	23
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	51	184	41	184	(10)	0
Marché Affaires - Industriel	23	100	23	107	(0)	7
Réseaux autonomes	1	2	3	2	1	1
Innovations technologiques et commerciales	11	5	10	4	(1)	(2)
Gestion de la demande en puissance	2	-	2	-	0	-
Activités communes	15	-	10	-	(4)	-
TOTAL - PGEÉ	135	464	120	494	(15)	29

Source : Pièce B-0038, p. 6.

[740] Les coûts réels de 2013 étaient de 143 M\$⁴²¹, pour des économies d'énergie de 619 GWh⁴²².

⁴²¹ Pièce B-0038, p. 26, tableau A-2.

⁴²² Pièce B-0038, p. 27, tableau A-3.

[741] La Régie prend acte des résultats anticipés présentés par le Distributeur pour le PGEÉ 2014 et des résultats réels pour le PGEÉ 2013.

13.2 DEMANDE BUDGÉTAIRE DU PGEÉ 2015

[742] En 2015, le Distributeur poursuivra ses efforts en efficacité énergétique par le maintien de ses programmes, par la modernisation de ses stratégies d'intervention visant des gains durables en efficacité énergétique ainsi que par la mise en place graduelle de nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance (GDP).

[743] Au marché Résidentiel, le Distributeur poursuivra l'ajustement de ses stratégies pour mieux rejoindre certains segments de clients et l'ensemble de la population. Au marché Affaires, les programmes se maintiennent, sans modification majeure. Au secteur Industriel, des efforts seront consacrés à la mise en place de systèmes de gestion de l'énergie qui constituent une avenue prometteuse.

[744] En GDP, le Distributeur a annoncé, dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023, l'ajout d'un objectif de 50 MW par année à compter de 2016-2017, en provenance de nouvelles interventions auprès des clients. En raison de la croissance des besoins en puissance, il déploiera des actions concrètes en ce sens. En effet, dès l'hiver 2014-2015, un projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau sera mis en place au marché Résidentiel. Par la suite, le Distributeur entend déployer un programme pour l'hiver 2015-2016.

[745] Le Distributeur présente au tableau suivant les sommes allouées au PGEÉ de 135 M\$ en 2015, soit le même montant que celui budgété l'an dernier, pour des économies d'énergie annuelles estimées à 546 GWh en 2015.

TABLEAU 43
BUDGETS ANNUELS D'INVESTISSEMENT DU PGEÉ – 2015 ET RÉTROSPECTIVE

<i>Programmes / activités du Distributeur (budget en M\$)</i>	<i>2003-2012R</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	<i>2013R</i>	<i>2014 A</i> ⁽³⁾	<i>2015</i>	<i>2003-2015</i>
Marché résidentiel	432	30	32	32	527
Marché affaires	705	89	64	66	923
Innovations technologiques	44	10	10	10	73
Tronc commun	164	11	10	12	197
Réseaux autonomes	8	3	2	3	15
Gestion de la demande en puissance	1	1	2	12	17
Total des activités du Distributeur ⁽⁴⁾	1 355	143	120	135	1 753

Source : Pièce B-0038, p. 26.

⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ L'année 2003 inclut les dépenses de 2002.

⁽³⁾ A = Anticipé.

⁽⁴⁾ Le total et les sous-totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondis.

[746] La Régie note le maintien du budget à son niveau de 2014. Elle constate que cet investissement demeure globalement rentable. Elle observe avec satisfaction que le Distributeur amorce un virage vers la GDP à la pointe. **La Régie approuve le budget de 135 M\$ du PGEÉ 2015.**

13.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES ET IMPACT TARIFAIRE

[747] Les résultats des analyses économiques, présentés au tableau suivant, confirment la rentabilité des programmes et activités du Distributeur pour la société et justifient leur poursuite en 2015. Le test de neutralité tarifaire (TNT) indique que les programmes et activités du PGEÉ exercent une pression à la hausse de 48 M\$ sur les tarifs du Distributeur, alors que cette valeur était de 111 M\$ en 2014⁴²³.

⁴²³ Dossier R-3854-2013, pièce B-0036, p. 25, tableau 7.

TABLEAU 44
RÉSULTATS DES TESTS ÉCONOMIQUES DU PGEÉ

M\$ actualisés de 2015	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	94	151	-33
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	143	175	-5
Marché Affaires - Industriel	101	102	16
Réseaux autonomes	7	2	5
Innovations technologiques et commerciales	-9	1	-10
Gestion de la demande en puissance	4	14	-11
Activités communes	-10	0	-10
Total programmes et activités HQD	329	446	-48

Source : Pièce B-0038, p. 19.

TCTR : test du coût total en ressources; TP : test du participant; TNT : test de neutralité tarifaire.

[748] La Régie prend acte du fait que le PGEÉ 2015 est globalement rentable.

[749] La Régie constate cependant que les mesures de GDP à la pointe présentent un TNT négatif, alors qu'il était positif en 2014, malgré l'augmentation considérable des coûts de puissance constatée lors de l'appel d'offres 2014-01⁴²⁴. La Régie a questionné le Distributeur sur les raisons expliquant ce résultat du TNT, dans un contexte où il est en phase de déploiement de nouvelles mesures et programmes de GDP à la pointe. Le Distributeur présente le détail du calcul, sans expliquer les résultats obtenus.

[750] Pour ce qui est des mesures de GDP à la pointe, la Régie constate que le Distributeur ne propose pas d'indicateur de leur coût unitaire, par exemple en \$/kW-hiver. En effet, le tableau C-2 qu'il a déposé à la pièce B-0038 présente le coût unitaire en ¢/kWh de certaines mesures ou programmes d'économie d'énergie, incluant les innovations technologiques et commerciales, mais ne propose aucune valeur pour la GDP à la pointe et les activités communes⁴²⁵.

⁴²⁴ Pièce A-0064, p. 19 à 23.

⁴²⁵ Pièce B-0038, p. 36, tableau C-2.

[751] **La Régie demande au Distributeur de proposer, lors du prochain dossier tarifaire, un coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe et de présenter une version mise à jour plus complète du tableau C-2 de la pièce B-0038 du présent dossier.**

13.4 ENJEUX SPÉCIFIQUES À CERTAINS PROGRAMMES

13.4.1 OFFRE INTÉGRÉE - NOUVELLE CONSTRUCTION

[752] Dans sa décision D-2014-037, la Régie demandait au Distributeur de présenter les résultats anticipés 2014 du nouveau programme « Offre intégrée - Nouvelle construction » (OINC) en donnant les détails et les hypothèses de calcul de l'impact des différentes technologies qui y auront été déployées, notamment la géothermie, le chauffe-eau à trois éléments et le système de récupération des eaux de drainage⁴²⁶.

[753] En 2014, les économies d'énergie anticipées pour le programme OINC devraient atteindre 0,5 GWh pour 225 habitations. L'impact énergétique ainsi que le nombre d'habitations ont été revus à la baisse à la suite du report du lancement du programme. Le Distributeur présente les hypothèses de calcul des résultats prévus en 2014 à la suite de la mise à jour des paramètres du programme. Le tableau D-1 de la pièce B-0038 présente les gains unitaires de trois mesures d'économies d'énergie et d'une mesure de gestion de la pointe, sans explication ni référence⁴²⁷.

[754] **La Régie juge que les informations fournies sur le programme OINC sont insuffisantes. Elle demande à ce que les hypothèses et les résultats du programme OINC soient présentés avec plus de détails dans le Rapport annuel 2014 du Distributeur.**

[755] Le Distributeur confirme que la récupération de la chaleur des eaux de drainage (RCED) est une mesure qui sera intégrée à l'offre en 2015. En complément du renouvellement de l'entente avec la Coalition canadienne d'énergie géothermique

⁴²⁶ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 123 et 124.

⁴²⁷ Pièce B-0038, p. 43, tableau D-1.

(CCÉG), le Distributeur encouragera davantage les constructeurs à installer de la géothermie. Il évalue actuellement la possibilité d'ajouter à son offre les pompes à chaleur à haut rendement et pour climat froid.

[756] La Régie constate que le programme OINC ne figure pas dans les objectifs et budgets 2015 présentés au tableau suivant pour le marché Résidentiel, alors que le programme « Approche intégrée – nouvelle construction » (AINC) figurait dans le tableau équivalent pour 2014⁴²⁸.

TABLEAU 45
BUDGETS ET OBJECTIFS 2015 DU PGEÉ – MARCHÉ RÉSIDENTIEL

	2015		Écart par rapport à 2014A	
	M\$	GWh	M\$	GWh
Marché Résidentiel	32	185	0	(13)
Sensibilisation Mieux Consommer	7	53	3	(5)
Programmes spécifiques Mieux consommer	17	124	(3)	(9)
Offres Ménages à faible revenus	8	8	1	2

Source : Pièce B-0038, p. 8.

[757] **La Régie demande au Distributeur à ce que le programme OINC figure dans les tableaux détaillés présentant les budgets et impacts énergétiques du PGEÉ pour le marché Résidentiel du prochain dossier tarifaire, au même titre que les programmes « Offres intégrées en efficacité énergétique pour les bâtiments » (OIEÉB) et « Offres intégrées en efficacité énergétique pour les systèmes industriels » (OIEÉSI) y figurent pour le marché Affaires.**

13.4.2 GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE

[758] Le budget demandé en 2015 à l'égard de la gestion de demande en puissance à la pointe s'élève à 12 M\$, soit une augmentation de 10 M\$ par rapport aux résultats anticipés de 2014 en raison de la mise en place de nouvelles interventions.

⁴²⁸ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 122, tableau 35.

Gestion à distance de charges résidentielles

[759] Le Distributeur prévoit déployer pour l'hiver 2014-2015 un projet pilote de gestion à distance des chauffe-eau auprès de 400 participants. Selon les résultats qu'il obtiendra, il entend déployer la première phase d'un nouveau programme dès l'hiver 2015-2016, dont les modalités seront présentées lors du prochain dossier tarifaire. Selon les estimations à ce jour, ce programme permettrait de diminuer les besoins de puissance d'environ 60 MW à l'hiver 2015-2016⁴²⁹.

[760] Cet objectif de 60 MW, qui serait associé à 100 000 participants, est confirmé par le Distributeur dans le tableau Hypothèses de calcul 2015⁴³⁰, mais la part du budget de 12 M\$ qui est associée à un programme d'une telle envergure n'est pas précisée. Par ailleurs, le Distributeur n'a pas encore présenté les modalités de ce programme ni proposé de nouvelle formule tarifaire permettant de recruter 100 000 participants.

[761] La FCEI ne comprend pas que la mise en place du nouveau programme de chauffe-eau volontaire requière des coûts de commercialisation, étant donné que ce programme est au stade de projet pilote en 2014-2015 et que seulement 400 participants sont visés⁴³¹.

[762] La Régie encourage le Distributeur à déployer rapidement des mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe, dont le nouveau programme de gestion à distance des chauffe-eau.

Chauffe-eau à trois éléments

[763] Ce programme vise 20 600 installations en 2015, avec un impact de 2 MW⁴³². Ce programme deviendrait marginal, advenant la confirmation du programme de gestion à distance des chauffe-eau.

⁴²⁹ Pièce B-0038, p. 15.

⁴³⁰ Pièce B-0038, p. 31, tableau B-1.

⁴³¹ Pièce C-FCEI-0010, p. 21.

⁴³² Pièce B-0038, p. 31, tableau B-1.

[764] **La Régie demande au Distributeur de clarifier le statut et les objectifs du programme « Chauffe-eau à trois éléments », par rapport au nouveau programme de gestion à distance des chauffe-eau, lors du prochain dossier tarifaire.**

Gestion énergétique des grands bâtiments

[765] Un nouveau volet en GDP avait été ajouté l'an dernier au programme « Gestion énergétique des grands bâtiments » pour simuler des stratégies de contrôle de charges pour chacun des usages de chauffage, ventilation et climatisation. Il semblerait qu'à la suite des travaux du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ), un projet d'automatisation des stratégies de contrôle en période de pointe est développé pour l'hiver 2015-2016 dans 35 bâtiments d'Hydro-Québec. Le potentiel de réduction de puissance de ce projet est estimé à 15 MW.

[766] À la différence du programme de gestion à distance des chauffe-eau, l'objectif de 15 MW de réduction de la demande en puissance pour la gestion énergétique des grands bâtiments ne figure pas au tableau Hypothèses de calcul 2015⁴³³.

[767] Le Distributeur confirme cependant l'existence de ce programme dans sa réponse au ROEE, puisqu'il y fait état de plus d'une quarantaine de projets pilotes en cours :

« Pour le programme de GDP, gestion en puissance, du côté du côté CII, en deux mille quinze (2015), on fait présentement un projet pilote aussi. On va installer des systèmes pour contrôler la charge en pointe des systèmes de ventilation. On le fait dans six, on l'a fait dans cinq bâtiments l'an passé de natures commerciales diverses.

Cette année, on le fait dans six bâtiments d'Hydro et l'année prochaine on va l'implanter dans une quarantaine de bâtiments. On pense aller chercher un quinze mégawatts (15 MW) de puissance »⁴³⁴. [nous soulignons]

⁴³³ Pièce B-0038, p. 31, tableau B-1.

⁴³⁴ Pièce A-0062, p. 194.

[768] Le Distributeur annonce son intention de procéder, en 2015, à une analyse de potentiel technico-économique (PTÉ) en GDP du secteur marché Affaires – commercial et industriel (CI) CI-Grands bâtiments, en complément de celle déposée le 1^{er} novembre 2012.

[769] La Régie demande au Distributeur de clarifier le statut et les objectifs de gestion de la demande en puissance du programme « Gestion énergétique des grands bâtiments » lors du prochain dossier tarifaire.

[770] **La Régie approuve le budget de 12 M\$ pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe.** Cependant, elle est préoccupée par la dégradation du test de neutralité tarifaire de ces mesures, malgré l'augmentation des coûts de la puissance hivernale.

[771] La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, le calcul détaillé de la rentabilité des mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe, accompagné d'une mise à jour des coûts évités de puissance.

[772] La Régie demande au Distributeur de présenter une mise à jour de l'analyse du potentiel technico-économique en puissance.

Biénergie et tarif DT

[773] Le Distributeur indique être soucieux de maintenir le parc de biénergie résidentielle qui permet un effacement à la pointe de 640 MW⁴³⁵. L'an dernier, il constatait une baisse du nombre d'abonnés au cours des deux années précédentes. Il mentionne avoir maintenu la promotion à l'égard du tarif DT, malgré l'arrivée du programme gouvernemental « Chauffez vert ». Il indiquait également prévoir un suivi auprès de la clientèle en 2014 afin d'ajuster rapidement son plan de commercialisation selon les résultats obtenus.

⁴³⁵ Pièce B-0214, p. 15.

[774] Cette année, le Distributeur indique que son site internet a été amélioré en ajoutant plusieurs conseils et une foire aux questions. De plus, la capsule vidéo qui y était disponible a été publicisée auprès des abonnés et des anciens abonnés au tarif DT. Le Distributeur continue de suivre avec attention l'évolution du parc biénergie, afin de pouvoir ajuster rapidement sa stratégie et maintenir l'apport en puissance de ce moyen. Quant à l'impact du programme « Chauffez-vert », le Distributeur constate le manque d'attrait du chauffage au mazout auprès des consommateurs et précise que « *quel que soit le tarif qui est offert, [...] [c]e n'est pas le tarif biénergie qui va faire en sorte que ça va changer* »⁴³⁶.

[775] Dans sa décision D-2012-024⁴³⁷, la Régie demandait au Distributeur de présenter un suivi des impacts de ses activités de promotion de la biénergie et du tarif DT. Dans son Rapport annuel 2012, le Distributeur a fourni le tableau suivant sur l'évolution du nombre d'abonnés, d'adhésions et de retraits au tarif DT.

TABLEAU 46
ÉVOLUTION DU NOMBRE D'ADHÉSIONS ET DE RETRAITS AU TARIF DT

	2009	2010	2011	2012
Nb d'abonnés DT en fin d'année	126 969	127 034	126 635	125 738
Demandes d'adhésion DT	4 742	2 419	2 943	3 116
Retraits du tarif DT	(3 156)	(2 354)	(3 342)	(4 013)
Solde	1 586	65	(399)	(897)

Source : Rapport annuel 2012, pièce HQD-7, document 3, p. 17.

[776] **La Régie demande qu'une mise à jour du tableau sur l'évolution du nombre d'abonnés, d'adhésions et de retraits au tarif DT soit produite dans les prochains rapports annuels du Distributeur. Elle demande également au Distributeur de présenter un bilan de l'année précédente, de l'année en cours et des prévisions pour l'année tarifaire à venir dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

⁴³⁶ Pièce A-0064, p. 43.

⁴³⁷ Dossier R-3776-2011, décision D-2012-024, p. 133, par. 504.

[777] La Régie note que la biénergie demeure la mesure la plus économique de GDP à la pointe dans le secteur résidentiel et qu'elle a, de loin, le plus d'impact (640 MW) par rapport aux autres mesures actuellement envisagées par le Distributeur. Elle constate aussi qu'il est difficile de convaincre de nouveaux clients d'adopter le mazout en mode biénergie.

[778] Le Distributeur rappelle que le « *tarif DT est ouvert à toute forme d'énergie qui rencontre les conditions du tarif que ce soit la granule, le propane, n'importe quoi, à conditions que les conditions ou les spécificités du tarif soient [...] rencontrées* »⁴³⁸. Il précise que, selon ses données, le surcoût pour un système à granule est de l'ordre de 8 000 \$, mais indique ne pas savoir si ces systèmes permettent de répondre de façon continue aux besoins de chauffe d'un bâtiment, une modalité d'admission au programme⁴³⁹. Il ajoute que l'aide financière à la biénergie se limite à une offre de tarification (le tarif DT) et qu'il « *ne fait pas spécifiquement une promotion d'une source d'énergie ou d'un modèle de production d'énergie plutôt qu'un autre* »⁴⁴⁰.

[779] La Régie demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une revue détaillée du potentiel technico-économique des autres sources d'énergie que le mazout pour la biénergie, dont la biomasse.

[780] En ce qui a trait à la pointe causée par l'augmentation de la part de marché du chauffage tout-à-l'électricité (TAÉ), le Distributeur explique que les coûts causés par ce problème sont assez importants et relativement inéluctables, car les réseaux gaziers régionaux sont en pointe au même moment, ce qui limite l'offre de puissance électrique des réseaux voisins dont la production électrique dépend de plus en plus du gaz. Le Distributeur cherche « *les meilleurs moyens pour adresser cette fine, fine pointe-là. Ça peut-être une centaine d'heures, deux cents (200) heures, trois cents (300) heures par année* »⁴⁴¹.

[781] La Régie rappelle que le LTÉ et les programmes « Initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation » (IDÉE) et « Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces » (PISTE) permettent de tester le potentiel d'idées innovatrices et

⁴³⁸ Pièce A-0062, p. 197.

⁴³⁹ Pièce A-0062, p. 198.

⁴⁴⁰ Pièce A-0062, p. 199.

⁴⁴¹ Pièce A-0049, p. 247.

que le Distributeur a la flexibilité de leur allouer plus de budget pour des activités en lien avec la GDP à la pointe ou pour de nouvelles options tarifaires encourageant de nouvelles formes de biénergie.

[782] La Régie demande que le Distributeur fasse part de sa stratégie pour réduire la demande en puissance à la pointe, dans le cadre de la révision de la structure tarifaire⁴⁴².

13.4.3 RÉSEAUX AUTONOMES

[783] La Régie constate que le budget du PGEÉ en RA, malgré son augmentation à 3 M\$, demeure faible.

[784] La Régie constate que le prix du kWh de la deuxième tranche des tarifs domestiques (33,64 ¢/kWh⁴⁴³) demeure deux à trois fois inférieur aux coûts évités du Distributeur⁴⁴⁴. La Régie est préoccupée par le déploiement du programme des « Chauffe-eau [électriques] à trois éléments (CE3É) » dans les RA⁴⁴⁵ alors que, selon le Distributeur, « *il est erroné d'affirmer [...] qu'il « est interdit de se chauffer » [à l'électricité] au nord du 53^e parallèle aux tarifs domestiques* »⁴⁴⁶.

[785] Dans les réseaux autonomes à centrales thermiques, la Régie encourage le Distributeur à prioriser des moyens incitatifs permettant d'éliminer le chauffage par résistances électriques pour les besoins de chauffage des locaux et de l'eau.

13.5 ÉVALUATION DES PROGRAMMES PAR VOIE ADMINISTRATIVE

[786] La part du budget de 12 M\$ du Tronc commun consacrée aux évaluations de programmes n'est plus indiquée. L'an dernier, la Régie avait questionné la valeur ajoutée

⁴⁴² Voir la section 18.1.3.

⁴⁴³ Pièce B-0050, p. 135.

⁴⁴⁴ Voir la section 7.2.

⁴⁴⁵ Pièce B-0214, p. 15.

⁴⁴⁶ Dossier R-3854-2013 Phase 1, pièce B-0162, p. 12.

de faire faire une évaluation du programme OIEÉB pour la période 2011-2012 par un évaluateur externe, alors que le Distributeur joue déjà le rôle de tierce partie dans le suivi du programme livré et administré par le prestataire Enercible. Le Distributeur souhaitait confier les évaluations de l'exploitation et de la conception des programmes à une firme indépendante.

[787] En 2015, le Distributeur déposera trois évaluations, soit deux au marché Résidentiel pour les programmes « Offre intégrée piscine » (2013) et « Éclairage résidentiel » (2012) ainsi qu'une autre au marché Affaires - Industriel pour le programme « Offre intégrée en efficacité énergétique - Systèmes industriels » (2011 à 2013).

[788] Après une quarantaine d'évaluations réalisées par des firmes externes depuis 2005, le Distributeur constate globalement que les hypothèses de conception sont de plus en plus précises par rapport aux résultats de ces évaluations. À la lumière de ce fait, le Distributeur modifiera ses façons de faire, ce qui lui permettra d'ajuster plus rapidement ses stratégies pour améliorer la performance de ses programmes. Les économies d'énergie seront établies sur la base des hypothèses de conception et seront ajustées à la suite des suivis que le Distributeur continuera de réaliser auprès de ses clients.

[789] La Régie considère que le forum approprié pour examiner les modifications sur les façons de faire du Distributeur est lors du prochain dépôt des évaluations de programmes en suivi administratif.

14. REVENUS REQUIS

[790] Lors du dépôt de sa preuve initiale, le Distributeur présente des revenus requis de 11 856,6 M\$ en 2015. En décembre 2014, ce montant est ajusté à 11 851,8 M\$ pour tenir compte de la mise à jour du taux de rendement de la base de tarification avec le coût de la dette actualisé, soit un impact de -4,8 M\$.

[791] Le tableau suivant présente le détail des revenus requis pour les années 2013 à 2015.

TABLEAU 47
REVENUS REQUIS 2015

(en M\$)	2013 (réel)	2014 (D-2014-037) Ajustée ⁽¹⁾⁽²⁾	2014 (réel 4/12 - budget 8/12)	2014 (réel 10/12 - budget 2/12)	2015 (projeté)	Différence 2015-2014 (D-2014-037)	
Achats d'électricité	5 330,9	5 454,0	5 597,5	5 608,4	5 801,7	347,7	6,4 %
Service de transport	2 606,9	2 739,3	2 739,3	2 739,3	2 816,9	77,6	2,8 %
Distribution							
Charges brutes directes	1 016,6	1 108,7	1 095,0	1 079,3	1 132,6	23,9	2,2 %
Charges de services partagés	538,2	562,1	565,0	559,9	549,3	(12,8)	(2,3 %)
Coûts capitalisés	(309,8)	(352,2)	(329,8)	(330,6)	(328,8)	23,4	(6,6 %)
Charges d'exploitation	1 245,0	1 318,6	1 330,2	1 308,6	1 353,1	34,5	2,6 %
Achats de combustible	100,8	93,8	93,8	93,8	117,3	23,5	25,1 %
Amortissement et déclassement	773,0	804,9	835,6	829,2	863,0	58,1	7,2 %
Comptes d'écarts - Projets majeurs et au	4,8	1,8	(25,2)	(25,2)	25,1	23,3	1294,4 %
Taxes	89,9	100,7	100,1	100,1	75,0	(25,7)	(25,5 %)
Autres charges	968,5	1 001,2	1 004,3	997,9	1 080,4	79,2	7,9 %
Frais corporatifs	30,9	33,5	31,2	31,2	30,8	(2,7)	(8,1 %)
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	864,5	756,1	802,1	822,6	768,9	12,8	1,7 %
Total Distribution	3 108,9	3 109,4	3 167,8	3 160,3	3 233,2	123,8	4,0 %
Total	11 046,7	11 302,7	11 504,6	11 508,0	11 851,8	549,1	4,9 %

Sources : Pièce B-0019, p. 4 à 6; pièce B-0174, p. 5 et 7 et pièce B-0178, p. 4 et 5.

Note 1 : Décision D-2014-037, incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement. De plus, le retrait des charges inhérentes aux phases 2 et 3 du Projet LAD est présenté dans les rubriques spécifiques.

Note 2 : Décision D-2014-037, incluant les transferts organisationnels suivants (pièce B-0007, p. 6) :

Masse salariale de -0,3 M\$ (pièce B-0024, p. 5);

Autres charges directes de -1,4 M\$ (pièce B-0025, p. 3);

Charges de services partagés de 1,7 M\$ (pièce B-0026, p. 6).

[792] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2015 sont en hausse de 549,1 M\$ (4,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2014. Cette hausse s'explique par une augmentation de 347,7 M\$ qui provient du poste « Achats d'électricité », principalement de l'électricité postpatrimoniale. De plus, une augmentation de 123,8 M\$ des coûts de distribution est notamment attribuable aux coûts du Projet LAD.

[793] **Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 11 711,5 M\$ pour l'année témoin 2015, tels que présentés au tableau suivant :**

TABLEAU 48
ESTIMÉ DES REVENUS REQUIS 2015

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Achats d'électricité			
Achats d'électricité moindres découlant d'une baisse de la demande de 991 GWh (voir la section 8.2)		(25,0)	
Compte de <i>pass-on</i> 2014 (voir les sections 4.4 et 8.2)		135,8	
Ajustements des contrats spéciaux (voir la section 8.2)		3,3	
Total		114,1	
Service de transport (voir la section 9)		(33,0)	
Charges d'exploitation (voir la section 10.1.3)		(40,0)	
Autres charges			
Achats de combustible (voir la section 10.2.1)		(13,3)	
Coûts nets liés aux sorties d'actifs (voir la section 10.2.2)		(8,0)	
Amortissement - Compte de nivellement pour aléas climatiques (voir la section 10.2.2)		(135,8)	
Amortissement - Compte de nivellement pour aléas climatiques (voir la section 10.2.2)		3,9	
Charges relatives au BEIÉ (voir la section 10.2.4)		(20,7)	
Total		(173,9)	
Rendement de la base de tarification (voir la section 10.4)		(7,5)	
Revenus requis	11 851,8	(140,3)	11 711,5

[794] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis ainsi ajustés, au plus tard le 16 mars 2015, à 11 h.**

15. REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[795] Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 178,7 M\$, pour l'année autorisée 2014, à 180,7 M\$ pour l'année témoin 2015.

[796] Le tableau suivant présente le détail des revenus autres que les ventes d'électricité pour les années 2013 à 2015.

TABLEAU 49
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2013 (réel)</i>	<i>2014 (D-2014-037)</i>	<i>2014 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2015 (projeté)</i>	<i>Différence 2015-2014 (D-2014-037)</i>	
Facturation externe émise	87,7	100,2	94,3	98,3	(1,9)	(1,9 %)
Facturation interne émise	84,2	77,1	82,6	82,0	4,9	6,4 %
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,4	1,4	0,3	0,4	(1,0)	(71,4 %)
Total	172,3	178,7	177,2	180,7	2,0	1,1 %

Source : Pièce B-0039, p. 3.

Note : Le Distributeur établit les revenus autres sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés à 173,3 M\$ (pièce B-0208, p. 3).

[797] **La Régie approuve les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2015, tels que présentés par le Distributeur.**

16. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[798] Le Distributeur soumet la répartition de son coût de service par catégories de consommateurs. Il n'apporte aucune modification aux méthodes applicables pour l'année témoin projetée 2015⁴⁴⁷.

⁴⁴⁷ Pièce B-0002, p. 4.

[799] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service proposée par le Distributeur.**

17. CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

[800] Dans le cadre de sa demande initiale, le Distributeur propose plusieurs modifications aux CDSÉ.

[801] Certaines modifications proposées à cet égard par le Distributeur sont relatives à l'alimentation et portent sur les sujets suivants :

- modalités relatives aux demandes des clients en haute tension et en moyenne tension de plus de 260 A;
- exigence d'une garantie financière à l'occasion d'une demande d'alimentation d'au moins 1 MW n'excédant pas 260 A;
- encadrement des situations pour lesquelles le client abandonne ou modifie son projet d'alimentation.

[802] Le Distributeur propose d'autres modifications qui ont trait à l'abonnement ainsi que quelques modifications de nature terminologique qu'il juge nécessaires à la suite de la simplification des articles proposés.

[803] L'objectif poursuivi par le Distributeur est de simplifier le texte en proposant un vocabulaire mieux adapté à sa clientèle, afin d'améliorer la compréhension des modalités et ainsi diminuer le risque d'interprétation erronée. Certaines modifications sont demandées dans un souci d'harmonisation avec la terminologie proposée dans les Tarifs et d'autres visent à prendre en compte l'augmentation de l'utilisation des nouvelles TI et de la communication.

[804] Le 26 septembre 2014, le Distributeur dépose un complément de preuve. Il propose de modifier temporairement les frais d'interruption et de remise sous tension pour les clients ayant un CNG⁴⁴⁸. Également, il ajoute à sa demande de modification un changement mineur à l'article 16.8 des CDSÉ et à l'article 12.8 des Tarifs relativement à l'arrivée sur le marché d'une nouvelle entrée électrique de 320 A⁴⁴⁹.

[805] Compte tenu notamment des commentaires émis par certains intervenants, le Distributeur décide de reporter plusieurs des modifications aux CDSÉ proposées initialement.

[806] Il reporte l'étude des sujets suivants à un prochain dossier :

- modalités relatives à l'abandon de projet (articles 16.15 et 16.16 des CDSÉ);
- simplification de l'information relative à la fin d'abonnement (articles 6.3, 7.1, 7.2 et 12.12 des CDSÉ);
- simplification de l'information relative au dépôt de garantie ou à la garantie de paiement (article 9.2 des CDSÉ).

[807] Le Distributeur reporte également sa demande de modification des termes suivants : « titulaire et titulaire d'abonnement » par « client ou responsable » et « requérant » par « demandeur ».

[808] Le Distributeur justifie le retrait de certaines demandes de modifications par le fait qu'il souhaite une refonte plus globale du texte des CDSÉ, afin d'accroître sa lisibilité. Il souhaite consulter au préalable les intervenants visés.

[809] Le Distributeur précise qu'il est contre-productif et coûteux pour ses préposés d'avoir à consulter une équipe de soutien pour interpréter les CDSÉ⁴⁵⁰.

⁴⁴⁸ Pièce B-0068, p. 5 et 6.

⁴⁴⁹ Pièce B-0068, p. 7.

⁴⁵⁰ Pièce A-0049, p. 48 à 51.

[810] La Régie encourage le Distributeur dans sa démarche de simplification des CDSÉ et prend acte de son ouverture à consulter les intervenants dans le cadre de cette refonte. Elle prend également acte de l'engagement du Distributeur à consulter l'UMQ et l'APCHQ avant de redéposer une demande de modification portant sur les modalités relatives à l'abandon de projet.

[811] La Régie encourage le recours à tout mode collaboratif qui allège le processus réglementaire et favorise la conciliation des divers intérêts en amont du traitement des dossiers tarifaires.

[812] Le 18 décembre 2014, le Distributeur dépose une version révisée des modifications aux CDSÉ, qu'il soumet à l'approbation de la Régie⁴⁵¹.

[813] La Régie se prononce, ci-après, sur chacune des modifications proposées par le Distributeur aux CDSÉ.

17.1 MODIFICATIONS DE NATURE TERMINOLOGIQUE

[814] Le Distributeur demande des modifications de nature terminologique, dans un souci d'harmonisation avec la terminologie proposée dans les Tarifs. Il souhaite ainsi utiliser un vocabulaire plus adapté à sa clientèle, mettre à jour du vocabulaire technique et corriger un anglicisme.

[815] Le Distributeur propose d'uniformiser l'écriture des nombres dans un souci d'harmonisation avec les Tarifs, de modifier les citations des lois et des règlements conformément à la *Politique sur le recueil des lois et des règlements du Québec* et de remplacer les termes suivants :

- « tarif d'électricité » par « Tarifs »;
- « abrogé » par « supprimé »;
- « appareillage de mesurage » par « appareillage de mesure »;

⁴⁵¹ Pièce B-0219.

- « heures régulières » par « heures normales »;
- « termes de paiement » par « modalités de paiement »;
- « suite à » par « à la suite de ».

[816] La Régie est d'avis que la demande du Distributeur est justifiée, sauf en ce qui a trait au remplacement du terme « abrogé » par « supprimé ». Selon elle, les termes « abrogation » et « suppression » ne réfèrent pas exactement à la même notion et n'entraînent pas les mêmes effets juridiques.

[817] Dans sa décision D-2014-037, la Régie précisait :

« qu'en vertu des articles 53 et 54 de la Loi, les CDSÉ sont d'ordre public et constituent ainsi des normes de référence pour le traitement des plaintes adressées à la Régie contre le Distributeur. Par conséquent, la Régie est d'avis que les CDSÉ sont des textes réglementaires puisqu'elles imposent des règles de conduite, s'appliquent à un nombre indéterminé de personnes et ont force de loi, tel qu'elle le précisait dans sa décision D-2008-042 [note de bas de page omise] »⁴⁵².

[818] Puisque le remplacement d'un terme par un autre dans un texte de nature réglementaire s'interprète généralement par une volonté du décideur de changer la signification à donner à l'article visé, la Régie est d'avis qu'il pourrait y avoir des impacts à une telle substitution, notamment lors de l'interprétation de ces articles dans le cadre du traitement d'une plainte.

[819] Ainsi, la Régie est d'avis que lorsque les implications des modifications demandées à un texte réglementaire de la nature des CDSÉ ne sont pas bien définies, il y a lieu de faire preuve de prudence. Elle estime que la modification demandée à ce titre n'est pas de la nature d'un simple remplacement terminologique mieux adapté à la clientèle à qui le Distributeur s'adresse.

⁴⁵² Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 165, par. 616.

[820] **Considérant ce qui précède, la Régie approuve les modifications terminologiques suivantes :**

- **uniformisation de l'écriture des nombres en harmonie avec les Tarifs;**
- **modification des citations des lois et des règlements conformément à la *Politique sur le recueil des lois et des règlements du Québec*;**
- **remplacement de « tarif d'électricité » par « Tarifs »;**
- **remplacement de « appareillage de mesurage » par « appareillage de mesure »;**
- **remplacement de « heures régulières » par « heures normales »;**
- **remplacement de « termes de paiement » par « modalités de paiement »;**
- **remplacement de « suite à » par « à la suite de ».**

17.2 MODIFICATIONS RELATIVES À L'ALIMENTATION

17.2.1 MODALITÉS RELATIVES AUX DEMANDES D'ALIMENTATION DES CLIENTS EN HAUTE TENSION ET EN MOYENNE TENSION DE PLUS DE 260 A

[821] Le Distributeur souhaite préciser les règles qui s'appliquent lorsqu'il reçoit des demandes d'alimentation en haute tension et en moyenne tension de plus de 260 A. À cette fin, il propose de modifier l'article 1.1 des CDSÉ, en y ajoutant les éléments que doit contenir la demande d'alimentation ainsi que la garantie financière qui y est associée⁴⁵³.

[822] Invité en audience à revoir le nouveau libellé de cette disposition, le Distributeur convient d'amender la modification proposée, afin d'éliminer une partie redondante et de scinder l'article en deux, pour isoler le contenu général de la portion spécifique aux demandes d'alimentation de haute tension ou de moyenne tension. Cet amendement est produit à la pièce B-0219.

⁴⁵³ Pièce B-0045, p. 5.

[823] La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur aux articles 1.0 et 1.1 des CDSÉ, telles que décrites à la pièce B-0219.

17.2.2 EXIGENCE D'UNE GARANTIE FINANCIÈRE À L'OCCASION D'UNE DEMANDE D'ALIMENTATION D'AU MOINS 1 MW N'EXCÉDANT PAS 260 A

[824] Dans sa décision D-2011-024⁴⁵⁴, la Régie s'est montrée soucieuse des pertes importantes que peut encourir le Distributeur en raison de la détérioration de la solvabilité d'un client de grande puissance.

[825] Par ailleurs, le Distributeur désire mettre en place des mécanismes de gestion du risque pour protéger ses investissements lors des demandes d'alimentation pour une nouvelle installation ou pour permettre un accroissement de charges.

[826] L'actuel article 16.9 des CDSÉ prévoit que le Distributeur exige du demandeur une contribution financière en fonction du coût des travaux. Une allocation est consentie sur la base de la puissance moyenne annuelle à facturer, laquelle est déterminée par le Distributeur. L'excédent du coût des travaux, qui n'est pas couvert par le montant de l'allocation prévue à l'article 16.9, doit alors être versé au Distributeur, avant le début des travaux. Cependant, en cas d'abandon de projet et d'insolvabilité du demandeur dans les cinq années suivant la mise sous tension initiale de l'installation électrique, le Distributeur se retrouve devant l'impossibilité de récupérer les sommes relatives à l'allocation consentie.

[827] Vu ce qui précède, le Distributeur demande des modifications à la contribution prévue à l'article 16.9 des CDSÉ, afin de prévoir une garantie financière pour une demande d'alimentation de plus de 1 MW n'excédant pas 260 A. Ces modifications ont pour objectif de couvrir le montant alloué ainsi qu'un montant équivalent aux taxes.

[828] Le Distributeur pourra se prévaloir de la garantie financière, sans autre avis ni délai, en cas de défaut de paiement. De plus, si la consommation cesse de façon définitive et que le demandeur ne paie pas la prime d'ajustement établie pour les cinq premières années, le Distributeur pourra également se prévaloir de la garantie financière.

⁴⁵⁴ Dossier R-3733-2010.

[829] La Régie est d'avis que ces ajustements permettront au Distributeur de disposer de moyens appropriés afin de couvrir ses risques financiers.

[830] **La Régie approuve la modification proposée par le Distributeur à l'article 16.9 des CDSÉ, telle que décrite à la pièce B-0219.**

17.3 MODIFICATIONS RELATIVES À L'ABONNEMENT

Ajout de l'article 2.0 et modification à l'article 2.1 des CDSÉ

[831] Le Distributeur demande l'ajout de l'article 2.0 des CDSÉ permettant l'utilisation, par le client, du site internet du Distributeur pour la gestion de son abonnement. Il demande également une modification à l'article 2.1 des CDSÉ reconnaissant la voie électronique comme mode de communication du Distributeur.

[832] **La Régie juge que cette demande est pertinente et approuve l'ajout de l'article 2.0 des CDSÉ et la modification à l'article 2.1 des CDSÉ proposés par le Distributeur, tel que décrits à la pièce B-0219.**

Refonte des articles 5.3 à 5.6 des CDSÉ par leur consolidation dans un nouvel article 5.1 des CDSÉ

[833] La très grande majorité des clients amorcent leur relation d'affaires avec le Distributeur par une demande d'abonnement. Pour cette raison, le Distributeur propose de regrouper toute l'information relative à cette demande à l'article 5.1 des CDSÉ. Cette refonte entraîne la modification de l'annexe 1 ainsi que l'abrogation des articles 5.3, 5.4 et 5.6 des CDSÉ. Par ailleurs, le texte actuel de l'article 5.5 des CDSÉ est également transféré à l'article 5.1 des CDSÉ.

[834] Pour les installations de 200 A et moins, le Distributeur propose, dans sa demande initiale, de ne traiter désormais que les demandes d'abonnement par appel téléphonique ou par transaction électronique, éliminant ainsi le recours au formulaire écrit.

[835] La CORPIQ rappelle que depuis 2012, elle est intervenue auprès de la Régie pour réclamer une protection pour ses membres contre les abonnements tardifs de leurs locataires.

[836] Dans sa décision D-2013-037, la Régie mentionnait qu'elle :

« [...] retient la recommandation de la CORPIQ relative au formulaire d'emménagement et de déménagement. Elle demande au Distributeur d'insérer au formulaire un espace pour la signature du titulaire d'abonnement. Le propriétaire pourra ainsi faire signer le formulaire au locataire au moment de la signature du bail et le faire parvenir au Distributeur. Cela devrait permettre de pallier le problème des locataires qui tardent à contacter le Distributeur. Toutefois, cette signature demeure non obligatoire pour conclure un contrat d'abonnement avec le Distributeur »⁴⁵⁵.

[837] Questionné par la CORPIQ sur cette proposition, le Distributeur suggère de continuer à accepter les demandes d'abonnement par écrit pour les installations de 200 A et moins et d'ajuster sa proposition dans le texte des CDSÉ. Il dépose, à cet effet, un amendement à sa demande de modification⁴⁵⁶. La CORPIQ se déclare satisfaite de cet amendement.

[838] La Régie juge que cet amendement ainsi que la refonte proposée par le Distributeur des articles 5.3 à 5.6 des CDSÉ par leur consolidation dans le nouvel article 5.1 des CDSÉ sont adéquatement justifiés. Cette refonte améliorera la compréhension des modalités applicables lors d'une demande d'abonnement.

[839] En conséquence, la Régie approuve l'amendement apporté à l'article 5.1 des CDSÉ ainsi que la refonte des articles 5.3 à 5.6 des CDSÉ par leur consolidation dans le nouvel article 5.1 des CDSÉ, tel que précisé à la pièce B-0219.

⁴⁵⁵ Dossier 3814-2012, décision D-2013-037, p. 168, par. 686.

⁴⁵⁶ Pièce B-0080, p. 11.

Modifications à l'article 5.5 des CDSÉ

[840] Tel que mentionné plus haut, le texte actuel de l'article 5.5 des CDSÉ est refondu dans le nouvel article 5.1 des CDSÉ. La modification proposée à cet article, en introduisant la notion de « durée minimale de l'abonnement », constitue du droit nouveau.

[841] La Régie considère que les deux nouveaux alinéas de l'article 5.5 des CDSÉ, qui réfèrent à la « durée minimale de l'abonnement », sont imprécis et difficiles à interpréter.

[842] **Pour ces motifs, la Régie n'approuve pas l'ajout de ces deux nouveaux alinéas. Par conséquent, elle abroge l'article 5.5 des CDSÉ.**

Modifications aux articles 6.3, 9.2 et 16.5 des CDSÉ

[843] Le Distributeur demande également certaines modifications afin de pouvoir refuser de mettre fin à un abonnement lorsqu'un client en fait la demande dans le seul but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les Tarifs, d'en autoriser le dépôt ou la garantie pour les nouveaux abonnements pour la vente à forfait d'électricité et de résilier l'entente de paiement, lors du non-paiement d'un versement, visant la contribution d'un requérant pour le prolongement d'une ligne aérienne.

[844] Ces modifications proposées par le Distributeur sont jugées pertinentes par la Régie.

[845] **En conséquence, la Régie approuve les modifications demandées par le Distributeur aux articles 6.3, 9.2 et 16.5 des CDSÉ, telles que décrites à la pièce B-0219.**

Modification à l'article 6.5 des CDSÉ

[846] Le nouveau texte de l'article 6.5 des CDSÉ prévoit que « *l'ajout ou le retrait d'un titulaire ainsi que son changement d'adresse fait l'objet d'une nouvelle demande d'abonnement* ». Des frais d'ouverture de dossier et de gestion s'appliquent alors en vertu de l'article 5.2 des CDSÉ.

[847] Lors de l'audience, le Distributeur confirme que l'application de l'article 5.2 des CDSÉ impose des frais d'ouverture de dossier et de gestion lors de la nouvelle demande d'abonnement visée par l'article 6.5 des CDSÉ. En contre-interrogatoire, il affirme que le retrait d'un titulaire, même dans le cas précis d'un cotitulaire résidentiel, entraîne un changement de responsabilité. Ce changement occasionne un traitement administratif⁴⁵⁷.

[848] Par ailleurs, le Distributeur invoque la décision D-2001-60⁴⁵⁸ de la Régie au soutien de la modification proposée⁴⁵⁹.

[849] La Régie est d'avis que cette décision statuait sur le remplacement de titulaire à l'occasion, notamment, d'une séparation et du départ du titulaire original. Cette décision ne peut justifier la modification proposée par le Distributeur à l'article 6.5 des CDSÉ.

[850] En conséquence, la Régie approuve partiellement la modification demandée par le Distributeur à l'article 6.5 des CDSÉ. Elle ne retient pas les justifications du Distributeur portant sur le retrait d'un titulaire et lui demande de retirer l'expression suivante au nouveau texte proposé pour l'article 6.5 des CDSÉ : « ou le retrait ».

Modification à l'article 11.2 et abrogation de l'article 11.3 des CDSÉ

[851] Les sections 1 et 2 du chapitre 11 des CDSÉ, portant sur les modes de facturation et de paiement, font l'objet de plusieurs demandes de modifications de la part du Distributeur.

[852] Il propose de regrouper les modalités relatives à l'envoi des factures en un seul article remodelé (article 11.2 des CDSÉ) et d'abroger l'article 11.3 des CDSÉ.

[853] La FCEI est préoccupée par le fait que les modifications proposées par le Distributeur à l'article 11.2 des CDSÉ ne clarifient pas les règles de la fréquence d'envoi de factures pour les abonnements pour lesquels la puissance et l'énergie sont facturées. Elle affirme que le libellé demeure vague quant au délai d'envoi de la facture selon la catégorie de client et ne permettra pas d'éviter les problèmes d'interprétation.

⁴⁵⁷ Pièce A-0064, p. 93.

⁴⁵⁸ Dossier R-3439-2000, décision D-2001-60, p. 7.

⁴⁵⁹ Pièce B-0219, p. 16.

[854] En contre-interrogatoire⁴⁶⁰, le Distributeur propose un amendement à la modification proposée de l'article 11.2 des CDSÉ afin de préciser que la facturation se fera « *environ tous les 30 jours* ». La dernière version des modifications des CDSÉ intègre cette précision⁴⁶¹.

[855] La Régie note que le Distributeur utilisera dorénavant le FU historique du client afin d'estimer la puissance à facturer, en l'absence d'une relève de compteur⁴⁶².

[856] La Régie approuve les modifications demandées par le Distributeur à l'article 11.2 des CDSÉ ainsi que l'abrogation de l'article 11.3 des CDSÉ, telles que décrites à la pièce B-0219.

Modification à l'article 11.5 des CDSÉ

[857] Le Distributeur demande à la Régie de consacrer le caractère mutuellement exclusif du régime de traitement des cas d'absence de facturation et de celui des erreurs de facturation à proprement parler. Ainsi, il propose d'introduire à l'article 11.5 des CDSÉ une nouvelle exclusion d'assujettissement en l'absence de facturation dans les délais prévus⁴⁶³.

[858] Le Distributeur précise, en réponse à une préoccupation exprimée par la Régie :

« Le délai d'émission des factures a toujours été traité de façon distincte de la correction des erreurs de facturation ou des cas où l'électricité consommée ne correspond pas à celle qui a été facturée. Le Distributeur propose donc, dans le nouvel article 11.5 des CDSÉ, de préciser que la disposition ne trouve pas application en cas d'absence de facturation. Toutefois, une fois la facture émise, si celle-ci est entachée d'erreur ou ne correspond pas à l'électricité réellement utilisée, cette facture sera corrigée en fonction des modalités prévues à l'article 11.5 »⁴⁶⁴. [nous soulignons]

⁴⁶⁰ Pièce A-0062, p. 22 à 26.

⁴⁶¹ Pièce B-0219, p. 28.

⁴⁶² Pièce A-0064, p. 83 à 86.

⁴⁶³ Pièce B-0046, p. 36.

⁴⁶⁴ Pièce B-0212, p. 3.

[859] Considérant que l'ajout d'un délai formel de facturation pour les abonnements où la puissance et l'énergie sont facturées devrait réduire les effets d'une trop longue période sans émission de facture, la Régie est satisfaite des justifications apportées pour exclure les cas d'absence de facturation dans les délais prévus de l'assujettissement à l'article 11.5 des CDSÉ.

[860] En conséquence, la Régie approuve la modification proposée par le Distributeur à l'article 11.5 des CDSÉ, telle que décrite à la pièce B-0219.

Modification à l'article 11.6 et abrogation de l'article 11.7 des CDSÉ

[861] Le Distributeur propose de regrouper les informations relatives au délai de paiement et au paiement de la facture sous l'article 11.6 des CDSÉ. Le texte est présenté en fonction de la suite des événements d'affaires. L'article 11.6 des CDSÉ est également actualisé afin de refléter la possibilité de faire ses paiements par voie électronique.

[862] La Régie approuve les modifications proposées par le Distributeur à l'article 11.6 des CDSÉ ainsi que l'abrogation de l'article 11.7 des CDSÉ, telles que décrites à la pièce B-0219.

17.4 FRAIS D'INTERRUPTION ET DE REMISE SOUS TENSION

[863] Les articles 6.7 et 6.8 des CDSÉ ont été ajoutés en 2001⁴⁶⁵ et s'appliquent spécifiquement aux propriétaires d'immeubles locatifs. Ils prévoient que le Distributeur avise le propriétaire lorsqu'un de ses locaux devient vacant. En contrepartie, le propriétaire doit faire connaître ses intentions quant au maintien du service d'électricité. S'il accepte d'en prendre la responsabilité, aucuns frais de gestion ne sont facturés. Cette absence de frais de gestion constitue une exception dans les CDSÉ. Par contre, s'il refuse la responsabilité, une demande de cessation du service d'électricité sera requise et des frais de mise sous tension, au taux en vigueur, seront facturés au propriétaire lors de la remise en service.

⁴⁶⁵ Dossier R-3439-2000, décision D-2001-60, p. 30 à 32.

[864] Dans le cadre du déploiement du Projet LAD, le Distributeur examine actuellement les processus visant les interventions d'interruption et de remise en service maintenant réalisables à distance grâce à la nouvelle technologie d'IMA.

[865] Dans sa décision D-2014-160 statuant sur les enjeux du présent dossier, la Régie rappelle que les modifications requises aux CDSÉ découlant de l'installation des CNG seront ultérieurement soumises pour approbation à la fin du Projet LAD. Cependant, elle est d'avis, comme le fait valoir la CORPIQ, qu'il est opportun de procéder immédiatement à l'étude de la demande de révision des frais de mise sous tension, considérant l'importance de ces frais et le fait qu'un grand nombre de CNG sont déjà installés.

[866] Les prévisions du nombre de CNG installés ayant été revues à la hausse, le Distributeur convient « *qu'il est possible dans le cadre du présent dossier de réviser de façon temporaire les frais pour les cas d'interruption à la demande d'un propriétaire* »⁴⁶⁶.

[867] Ainsi, pour les interruptions demandées par les propriétaires d'immeubles locatifs pourvus d'installations de 200 A et moins, le Distributeur admet qu'il est actuellement possible, avec la nouvelle technologie IMA, de procéder à une interruption à distance. Il propose d'instaurer une mesure temporaire et de modifier l'article 6.8 des CDSÉ en conséquence pour prévoir dorénavant la facturation des « frais d'interruption de service », au montant de 50 \$, prévus au chapitre 12 des Tarifs, lors de cette intervention au lieu des 361 \$ associés aux « frais de mise sous tension ». Toutefois, pour les installations de plus de 200 A ou pour les situations où un compteur sans émission de radiofréquences est installé en vertu de l'article 10.4 des CDSÉ, un déplacement sera toujours requis et les « frais de mise sous tension » de 361 \$ demeureront en vigueur⁴⁶⁷.

[868] Cette mesure temporaire sera éventuellement remplacée lorsque la demande d'approbation des modifications requises aux CDSÉ, découlant de l'installation des CNG, sera soumise pour approbation à la fin du Projet LAD.

[869] La Régie approuve la modification proposée par le Distributeur à l'article 6.8 des CDSÉ, telle que décrite à la pièce B-0219.

⁴⁶⁶ Pièce B-0068, p. 5.

⁴⁶⁷ Pièce B-0068, p. 6.

[870] **Toutefois, considérant que la Régie s'attend « à ce que les mesures d'efficience aient un impact à la baisse sur les montants forfaitaires et les frais demandés par le Distributeur à ses clients »⁴⁶⁸, elle demande au Distributeur de revoir ces frais au terme de l'installation des CNG. La Régie s'attend également à ce que le Distributeur dépose les analyses démontrant clairement le coût moyen sur la base duquel seront fixés les futurs frais d'interruption et de remise sous tension.**

17.5 AJUSTEMENT RELATIF À LA DISPONIBILITÉ D'UNE ENTRÉE ÉLECTRIQUE DE 320 A

[871] À la faveur de l'arrivée sur le marché d'une entrée électrique de 320 A au cours de l'année 2015, le Distributeur propose un ajustement mineur à l'article 16.8 des CDSÉ ainsi qu'à l'article 12.8 des Tarifs. L'introduction de ce nouveau produit limite les impacts techniques liés à l'installation d'une entrée de 400 A chez le client, tout en ayant le même type de branchement. Dans ce contexte, le Distributeur propose de mettre à jour les différents textes, en appliquant les mêmes frais que ceux prévus pour l'entrée de 400 A⁴⁶⁹.

[872] La Régie considère que le Distributeur doit s'ajuster aux produits disponibles sur le marché. **En conséquence, elle approuve les modifications proposées par le Distributeur à l'article 16.8 des CDSÉ ainsi qu'à l'article 12.8 des Tarifs, afin de tenir compte de l'introduction sur le marché d'une entrée électrique de 320 A.**

18. TARIFS DE DISTRIBUTION

18.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE POUR L'ANNÉE 2015-2016

[873] Le Distributeur propose, pour l'année 2015-2016, une hausse tarifaire de 3,9 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels l'ajustement est de 3,5 %. Ces derniers clients ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

⁴⁶⁸ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 177, par. 661.

⁴⁶⁹ Pièce B-0068, p. 7.

[874] Comme par le passé, le Distributeur propose l'application différenciée de cette hausse tarifaire, avec une modulation différente à l'intérieur de chacun des tarifs, afin d'améliorer ou de préserver le signal de prix.

18.1.1 TARIFS DOMESTIQUES

[875] Les tarifs domestiques sont constitués des tarifs D, DM et DT. Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013, le Distributeur comptait environ 3,59 millions de clients abonnés aux tarifs domestiques⁴⁷⁰.

[876] Le tarif D sert de base aux autres tarifs domestiques. Il s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée à des fins d'habitation ou livrée à une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation où le mesurage est collectif.

[877] Le Distributeur propose de poursuivre la réforme tarifaire approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-024⁴⁷¹ et reconfirmée dans sa décision D-2009-016⁴⁷². Les ajustements proposés au 1^{er} avril 2015 sont les suivants :

- un gel de la redevance;
- pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que sur le prix de la première 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;
- un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de la prime de puissance en été.

⁴⁷⁰ Pièce B-0049, p. 34.

⁴⁷¹ Dossier R-3644-2007.

⁴⁷² Dossier R-3677-2008.

[878] En réponse à certaines demandes d'intervenants relatives à l'introduction d'une troisième tranche d'énergie, le Distributeur affirme que cela risque d'affecter une partie des MFR, des immeubles à logements, des résidences isolées situées dans des régions froides et des exploitations agricoles. Il précise :

« Les deux tranches de consommation actuelles du tarif D sont basées sur les caractéristiques de consommation de la clientèle domestique. La première tranche couvre les usages de base communs, avec un volume de consommation relativement uniforme au cours de l'année à un coût plus faible, et la seconde vise principalement le chauffage électrique en période d'hiver à un coût plus élevé. Aucun autre usage ni volume de consommation spécifiques ne peuvent être associés naturellement à une 3^e tranche »⁴⁷³.

[879] Par ailleurs, le Distributeur souligne que « [b]ien qu'il puisse paraître attrayant de facturer plus fortement les plus grands consommateurs, cela irait au-delà du principe tarifaire de reflet des coûts et répondrait plutôt à un objectif de répartition de la richesse relevant de la responsabilité du gouvernement »⁴⁷⁴.

[880] Enfin, le Distributeur est d'avis :

« [qu'u]ne réflexion plus large sur l'évolution de la structure des tarifs domestiques avec la Régie et les intervenants devrait être privilégiée. Cette réflexion doit notamment porter sur les objectifs qui guideront toute révision de la structure des tarifs domestiques et de la stratégie tarifaire en tenant compte des besoins de la clientèle, entre autres des clients MFR, de la clientèle agricole et d'autres grands consommateurs résidentiels pour lesquels la puissance est facturée en plus de l'énergie »⁴⁷⁵.

[881] Selon l'ACEFO, après dix ans d'application, il y a lieu d'examiner les effets de la stratégie amorcée en 2005 de faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que sur le prix de la première tranche.

⁴⁷³ Pièce B-0153, p. 43 et 44.

⁴⁷⁴ Pièce B-0153, p. 44.

⁴⁷⁵ *Ibid.*

[882] L'ACEFO constate que le prix de la deuxième tranche était 30,8 % plus élevé que celui de la première tranche en 2006, alors qu'après l'application de la proposition du Distributeur en 2015, le prix de la deuxième tranche serait 52,4 % plus élevé que celui de la première tranche⁴⁷⁶.

[883] L'ACEFO suggère que :

« [d]e la même façon qu'une consommation mensuelle de 1000 kWh est considérée comme une consommation de base pour l'ensemble des clients du Distributeur, une consommation mensuelle moyenne de 1500 à 2000 kWh peut être considérée comme une consommation de base pour les clients domestiques qui se chauffent à l'électricité [note de bas de page omise] »⁴⁷⁷.

[884] Dans cette perspective, l'intervenante recommande d'examiner l'introduction d'une nouvelle tranche aux tarifs D et DM qui permettrait d'atténuer l'impact de la hausse de la facture d'électricité pour les clients qui utilisent ce mode de chauffage.

[885] L'UC constate que, selon la proposition du Distributeur, et si ce dernier poursuit sa stratégie de hausser deux fois plus le prix de la deuxième tranche d'énergie que celui de la première tranche, le prix de cette deuxième tranche serait de 8,72 ¢/kWh au 1^{er} avril 2015, comparativement à 6,33 ¢/kWh au 1^{er} avril 2005. Cela signifie, pour les ménages qui chauffent à l'électricité, une croissance de la facture du chauffage électrique de l'ordre de 38 % en 10 ans. Il s'agit, selon l'intervenante, d'une hausse considérable non seulement pour les MFR, mais également pour ceux de la classe moyenne⁴⁷⁸.

[886] L'UC réitère, dans le contexte du décret 841-2014, sa recommandation formulée en 2013 de ne pas reconduire la stratégie tarifaire du Distributeur pour les tarifs D et DM, laquelle consiste à hausser deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que celui de la première tranche, mais de reconnaître plutôt une hausse uniforme des prix des deux tranches en énergie.

⁴⁷⁶ Pièce C-ACEFO-0011, p. 20.

⁴⁷⁷ Pièce C-ACEFO-0011, p. 22.

⁴⁷⁸ Pièce C-UC-0011, p. 10.

[887] L'UC soumet que depuis 2007, les prix des tranches d'énergie et les coûts évités ont varié de façon considérable. Cela permettrait au Distributeur d'envisager l'instauration d'une troisième tranche d'énergie. Cette troisième tranche n'aurait plus comme visée principale l'amélioration du signal de prix, mais plutôt d'alléger le fardeau financier des petits consommateurs⁴⁷⁹.

[888] L'UC s'interroge également sur le maintien de la stratégie actuelle du Distributeur à l'égard de la prime de puissance, dans un contexte où un signal de prix plus important s'impose et où les besoins en puissance d'hiver sont manifestes. L'intervenante recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il ajuste, dès cette année, sa stratégie relative à la prime de puissance en hiver au tarif D, afin de refléter la hausse importante du coût de la puissance⁴⁸⁰.

[889] Selon l'UPA, l'augmentation de composantes tarifaires peut entraîner des hausses disproportionnées pour des clients qui possèdent un profil de consommation éloigné du profil de consommation moyen. C'est notamment le cas de la clientèle agricole, qui consomme en moyenne deux fois plus de kilowattheures que le client non agricole abonné au même tarif.

[890] Avec la hausse proposée, depuis le 1^{er} avril 2005, soit 10 ans, les producteurs agricoles, majoritairement au tarif D, auront subi des hausses de tarifs d'électricité de 32,1 %, presque deux fois plus importantes que l'augmentation des prix des biens alimentaires. Or, la structure de marché de la production agricole ne permet pas de transmettre des hausses aussi importantes au consommateur, en raison de l'inélasticité des prix pour la demande des produits agricoles. C'est l'agriculteur qui doit assumer l'augmentation des frais d'électricité, diminuant ainsi la rentabilité de son exploitation⁴⁸¹.

[891] Ainsi, selon l'UPA, le contexte particulier des augmentations de tarifs pour les producteurs agricoles québécois crée un choc tarifaire. Bien que des mesures de mitigations soient proposées par le Distributeur, la particularité du secteur agricole demande des mesures de mitigation supplémentaires qui lui seraient adaptées⁴⁸².

⁴⁷⁹ Pièce C-UC-0011, p. 13.

⁴⁸⁰ Pièce C-UC-0011, p. 16.

⁴⁸¹ Pièce C-UPA-0009, p. 4.

⁴⁸² Pièce C-UPA-0009, p. 7 et 8.

[892] La Régie prend acte des observations et propositions des intervenants au présent dossier. Elle partage toutefois la préoccupation du Distributeur à l'égard des effets d'une hausse uniforme entre les première et deuxième tranches d'énergie sur les petits consommateurs.

[893] Pour ce qui est des autres propositions alternatives, telles l'introduction d'une troisième tranche ou une hausse supérieure de la prime de puissance, par exemple, la Régie juge que leur adoption est prématurée, à la veille de la tenue d'une séance de travail relative à l'ensemble des aspects de la révision de la stratégie tarifaire⁴⁸³. De tels changements majeurs à la structure des tarifs domestiques doivent se faire dans le cadre d'une revue complète et en profondeur de la stratégie tarifaire, comme cela est prévu au printemps 2015.

[894] La Régie approuve les ajustements que propose le Distributeur aux tarifs domestiques et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.

18.1.2 TARIFS GÉNÉRAUX

[895] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (L et LG) composent les tarifs généraux.

[896] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la PFM est inférieure à 100 kW.

[897] Le tarif M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance, soit celui dont la puissance maximale appelée n'est pas toujours inférieure à 50 kW pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

⁴⁸³ Voir la section 18.1.3.

[898] Le tarif LG, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la PFM est de 5 000 kW ou plus, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle.

[899] Le tarif L, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la PFM est de 5 000 kW ou plus et qui est lié principalement à une activité industrielle.

[900] Les ajustements proposés par le Distributeur aux tarifs généraux pour le 1^{er} avril 2015 sont les suivants :

- un gel de la redevance au tarif G;
- une hausse des primes de puissance inférieure à la hausse tarifaire moyenne, mais avec une progression plus rapide au tarif G afin d'inciter les plus grands clients à migrer vers les tarifs G-9 et M;
- une hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne du prix de la puissance des tarifs généraux et industriel;
- une hausse plus importante du prix de la deuxième tranche d'énergie au tarif G;
- une hausse du prix de la deuxième tranche d'énergie au tarif M du même ordre que celle du prix de l'énergie du tarif L afin de limiter la croissance de l'écart entre le tarif M et le tarif L.

[901] Le Distributeur propose de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les PME au tarif M, mais dans une moindre mesure, soit en limitant la hausse au tarif LG à 3,9 %, afin de tenir compte de l'entrée en vigueur du mécanisme automatique de fixation de la PFM pour les réseaux municipaux.

[902] L'AREQ est préoccupée par le rééquilibrage des tarifs généraux amorcé par le Distributeur. En effet, les réponses de ce dernier ne permettent pas de quantifier la contribution des clients du tarif LG à l'objectif à long terme de rendre le tarif M plus attrayant⁴⁸⁴.

⁴⁸⁴ Pièce C-AREQ-0007, p. 3 à 5.

[903] L'UMQ comprend l'objectif du rééquilibrage des tarifs généraux afin de redonner au tarif M un attrait qu'il aurait perdu en fonction de l'évolution du contexte économique et énergétique. L'intervenante n'est cependant pas d'accord avec le Distributeur lorsqu'il affirme, en réponse à une question, que l'attrait du tarif M sera d'autant plus grand que cette orientation apparaîtra stable sur un certain nombre d'années.

[904] Pour l'UMQ, un rééquilibrage plus rapide et affirmé, en dépit des difficultés d'autres ordres qu'il pourrait occasionner pour un distributeur, apparaîtrait un signal de prix plus ferme envoyé à la clientèle de ce tarif⁴⁸⁵.

[905] L'UMQ insiste donc afin que l'exercice de révision de la stratégie tarifaire du Distributeur, décidé par la Régie, soit enclenché le plus rapidement possible.

[906] La Régie est d'avis que les propositions du Distributeur sont raisonnables, en ce qu'elles concilient les objectifs de la réforme des tarifs et les préoccupations économiques de certaines clientèles, notamment les réseaux municipaux.

[907] **La Régie approuve les ajustements que propose le Distributeur aux tarifs généraux et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.**

18.1.3 RÉVISION DE LA STRUCTURE TARIFAIRE

[908] Dans sa décision D-2014-037⁴⁸⁶, la Régie annonçait qu'elle initierait, au plus tard au printemps 2015, une séance de travail regroupant le Distributeur, les intervenants et des membres du personnel de la Régie. Elle rappelait alors que, comme la preuve du Distributeur le démontre, le contexte économique et énergétique est en évolution et requiert certains ajustements tarifaires, de manière à présenter une offre tarifaire qui soit équilibrée, équitable, durable et susceptible de contribuer davantage au soutien de l'économie québécoise.

⁴⁸⁵ Pièce C-UMQ-0008, p. 31.

⁴⁸⁶ Dossier R-3854-2013 Phase 1.

[909] Lors de cette séance de travail, les intervenants pourront faire part au Distributeur de leurs points de vue et de leurs recommandations en ce qui a trait à la stratégie tarifaire que le Distributeur devrait proposer, pour application à compter du 1^{er} avril 2016.

[910] Lors de l'audience, le Distributeur précise qu'on ne peut s'attendre à modifier l'ensemble des structures tarifaires en quelques mois en 2015. Il est plus réaliste d'y aller par étape, de scinder cet exercice en deux phases, en commençant par les tarifs domestiques⁴⁸⁷. **La Régie partage le point de vue du Distributeur et convient que la révision de la structure tarifaire portera, dans un premier temps, sur les tarifs domestiques et, dans un second temps, sur les tarifs généraux.**

[911] **Pour les tarifs domestiques, la Régie s'attend à l'examen de propositions alternatives, telles l'introduction d'une troisième tranche d'énergie, le maintien ou non de la stratégie de hausse tarifaire deux fois plus élevée pour la deuxième tranche d'énergie que pour la première tranche, une hausse de la prime de puissance, une modification du seuil d'application de cette prime de puissance, la possibilité et s'il est approprié de créer un tarif agricole ou d'autres tarifs, entre autres. Des propositions devront être présentées et discutées dans le cadre de la séance de travail, pour application éventuelle, à la suite du dépôt d'une nouvelle stratégie, dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

18.2 NOUVELLE FORMULE D'ÉTABLISSEMENT DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE

[912] L'OÉA permet de consommer, en dehors des heures de pointe du Distributeur, une quantité d'électricité au-delà de la consommation normale au tarif M, G-9, L ou LG, afin de répondre à une demande exceptionnelle et de courte durée, à un prix combinant puissance et énergie qui reflète le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur.

[913] Le Distributeur affirme que la formule actuelle d'établissement du prix de l'OÉA, qui ne tient pas compte des volumes d'électricité patrimoniale inutilisée, ne reflète plus ses coûts à la marge.

⁴⁸⁷ Pièce A-0049, p. 255 et 256.

[914] Il propose plutôt d'utiliser, pour la période d'été, le coût moyen de l'électricité patrimoniale. Pour la période d'hiver, le prix de l'OÉA serait égal à la moyenne pondérée du coût moyen de l'électricité patrimoniale et de la moyenne du coût évité en énergie, pondéré par le nombre d'heures pour lesquelles le Distributeur planifie procéder à des achats de court terme sur les marchés.

[915] Les prix planchers spécifiés pour l'OÉA pour la moyenne et grande puissance, soit 5,32 ¢/kWh et 4,54 ¢/kWh respectivement, continueraient toutefois de s'appliquer⁴⁸⁸.

[916] La Régie constate que la formule actuelle ne tient pas compte des volumes d'électricité patrimoniale inutilisée en période d'été, mais qui se présentent également durant la majorité des heures en période d'hiver, notamment en dehors des heures de pointe du Distributeur, seul temps où l'OÉA est offerte. Le recours au coût moyen de l'électricité patrimoniale peut donc mieux refléter le coût moyen des approvisionnements en période estivale et durant la majorité des heures en période d'hiver.

[917] Le coût évité, revu et approuvé par la Régie à chaque dossier tarifaire, représente le coût à encourir pour alimenter une demande additionnelle. Au présent dossier, il est proposé que le coût évité de l'énergie, fourniture – transport, présenté comme étant, pour la période d'hiver, le signal de prix qui reflète le coût des achats sur les marchés de court terme, soit fixé à 4,8 ¢/kWh.

[918] La Régie considère logique que le coût évité soit utilisé pour l'établissement du prix de l'OÉA pour les heures, hors pointe, durant lesquelles il ne reste plus d'électricité patrimoniale inutilisée.

[919] La Régie accepte la nouvelle formule d'établissement du prix de l'électricité additionnelle. Pour la période d'été, le prix de l'électricité additionnelle correspondra au coût moyen de l'électricité patrimoniale. Pour la période hivernale, la Régie retient l'utilisation du coût évité pour le nombre d'heures pendant lesquelles le Distributeur prévoit procéder à des achats de court terme sur les marchés de l'énergie et l'utilisation du coût moyen de l'électricité patrimoniale pour les autres heures durant lesquelles les volumes d'électricité patrimoniale sont plus que suffisants, afin de fixer le prix de l'électricité additionnelle.

⁴⁸⁸ Prix en vigueur au 1^{er} avril 2014.

18.3 CONDITIONS D'ADMISSIBILITÉ AU CRÉDIT POUR INTERRUPTION OU DIMINUTION DE LA FOURNITURE AU TARIF LG

[920] En vertu de l'article 5.12 des Tarifs, un client peut obtenir un crédit sur le montant à payer pour la puissance lorsque l'électricité n'a pas été fournie par le Distributeur, lorsqu'il a été empêché d'utiliser l'électricité à la demande du Distributeur, ou qu'il a été empêché d'utiliser l'électricité en partie ou en totalité en raison « *d'une guerre, d'une rébellion, d'une émeute, d'une épidémie grave, d'un incendie ou de tout autre événement de force majeure, à l'exclusion des grèves ou des lock-out qui peuvent survenir au sein de son entreprise* »⁴⁸⁹.

[921] Le Distributeur propose d'inclure la grève, « *un événement hors du contrôle du client* » selon lui, dans les événements admissibles au crédit⁴⁹⁰. En réponse à une question de la Régie, il précise « *simplement que la décision de faire la grève n'incombe pas à la direction de l'usine, mais plutôt aux salariés et qu'ainsi, elle ne peut prévoir ni le moment ni la durée de ce moyen de pression* »⁴⁹¹.

[922] L'AQCIE-CIFQ propose une autre modification aux événements admissibles au crédit, soit l'inclusion d'un lock-out décrété pour assurer la protection des biens de l'entreprise⁴⁹².

[923] La Régie considère toutefois que la démarcation des responsabilités et du contrôle quant au déclenchement d'une grève ou d'un lock-out peut être très difficile à départager entre les parties. De plus, l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution sur la base du simple fait d'invoquer la protection des biens de l'entreprise pour justifier le déclenchement d'un lock-out n'est pas suffisamment balisée.

[924] **En conséquence, la Régie n'approuve pas les modifications proposées à l'article 5.12 des Tarifs.**

⁴⁸⁹ Pièce B-0050, p. 77, par. c).

⁴⁹⁰ Pièce B-0049, p. 14.

⁴⁹¹ Pièce B-0081, p. 90.

⁴⁹² Pièce-A-0071, p. 100 et 101.

18.4 CONDITIONS D'ADMISSIBILITÉ DU TARIF DE MAINTIEN DE LA CHARGE

[925] Un client pouvant démontrer qu'il éprouve des difficultés financières menant à l'arrêt d'une partie ou de l'ensemble de ses opérations peut être éligible au tarif de maintien de la charge. Ce tarif ne peut être appliqué que pour deux périodes de 12 mois au maximum.

[926] Afin de soutenir les efforts des entreprises en difficulté financière, le Distributeur propose de permettre aux clients d'avoir recours à nouveau à ce tarif, après un délai minimal de 60 mois depuis la dernière adhésion.

[927] Selon la Régie, les entreprises susceptibles de se prévaloir de ces conditions se trouvant souvent dans des secteurs d'activité plus précaires, il paraît raisonnable d'accepter qu'une entreprise en difficulté financière puisse avoir recours, une seconde fois, à cette aide ponctuelle. Il n'y a eu aucune objection de la part des intervenants à cette modification.

[928] La Régie approuve les modifications proposées aux conditions d'admissibilité du tarif de maintien de la charge, prévues à l'article 6.6 des Tarifs.

18.5 MESURES TRANSITOIRES LIÉES À L'INTRODUCTION D'UN MÉCANISME AUTOMATIQUE DE FIXATION DE LA PUISSANCE À FACTURER MINIMALE AU TARIF LG

[929] La Régie a approuvé, par sa décision D-2014-037⁴⁹³, l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG applicable à compter du 1^{er} décembre 2014. Elle a également approuvé des mesures transitoires sur trois ans pour les abonnements caractérisés par un profil saisonnier. Cet étalement a pour but de limiter l'impact tarifaire à moins de 3 % par année et de permettre aux clients, essentiellement les réseaux municipaux, d'adapter progressivement leur gestion⁴⁹⁴.

⁴⁹³ Dossier R-3854-2013 Phase 1.

⁴⁹⁴ Pièce B-0049, p. 14.

[930] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur reconnaît qu'une transition sur trois ans pourrait entraîner, pour certains réseaux municipaux, un impact plus important la première année de transition que la deuxième. Afin de mitiger cette situation, il propose d'étaler la période de transition sur cinq ans plutôt que sur trois ans.

[931] De façon plus précise, il propose que la puissance souscrite, durant la période de transition, corresponde à au moins 30 % de la puissance maximale appelée en période d'hiver, pour l'hiver 2014-2015, et à au moins 40 %, 50 %, 60 % et 75 % respectivement pour les hivers subséquents. Ces modifications sont présentées à l'article 5.27 des Tarifs⁴⁹⁵.

[932] L'AREQ souligne que les seuils proposés par le Distributeur conduisent à une transition non linéaire de la première à la dernière année. Elle recommande de prolonger la période de transition⁴⁹⁶.

[933] L'AREQ propose également un redressement administratif qui permettrait une période de transition plus courte pour certains membres et plus longue pour d'autres. Notamment, la période de transition s'échelonnerait sur près de 12 ans pour Hydro-Sherbrooke et de 14 ans pour Hydro-Jonquière. Selon l'AREQ, le redressement administratif proposé permet d'atteindre un résultat plus équitable pour ses membres puisque l'impact financier serait plus linéaire⁴⁹⁷.

[934] L'UMQ porte à l'attention de la Régie que l'introduction d'un mécanisme de fixation automatique de la PFM présente un surcoût de 0,6 %. Ce surcoût s'ajoute au dégel de l'électricité patrimoniale et à l'introduction du tarif LG⁴⁹⁸.

[935] De l'avis du Distributeur, l'étalement proposé par l'AREQ est beaucoup trop long⁴⁹⁹.

⁴⁹⁵ Pièce B-0220, p. 92 et 93.

⁴⁹⁶ Dossier R-3854-2013, pièce C-AREQ-0009, p. 28.

⁴⁹⁷ Pièce C-AREQ-0016, p. 2.

⁴⁹⁸ Pièce C-UMQ-0008, p. 32.

⁴⁹⁹ Pièce A-0055, p. 152 et 153.

[936] La Régie est d'avis que la modification du tarif LG doit permettre une transition suffisamment longue pour amoindrir les impacts tarifaires, tout en évitant un étalement trop important dans le temps. L'étalement sur cinq ans permet un impact maximal de 3 %, alors que sur 14 ans, la hausse de rattrapage est de 0,5 %.

[937] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet qu'un prolongement important de la période de transition alourdit le manque à gagner que doit assumer le reste de la clientèle.

[938] Cependant, la Régie est d'avis que le redressement administratif proposé par l'AREQ s'apparente davantage à un étalement personnalisé de la facturation de la puissance, lequel n'est pas souhaitable, bien qu'il soit plus linéaire pour les clients.

[939] La Régie juge qu'il est acceptable de prolonger les mesures transitoires liées à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG sur cinq ans. Cette prolongation permettra de mieux lisser les répercussions de l'introduction de ce mécanisme et de réaliser une optimisation plus progressive de la puissance des réseaux municipaux.

[940] En conséquence, la Régie approuve la modification proposée par le Distributeur à l'article 5.27 des Tarifs, telle que décrite à la pièce B-0220.

18.6 MODALITÉS APPLICABLES AUX RÉSEAUX MUNICIPAUX AYANT DES CLIENTS AU TARIF LG OU AU TARIF L

[941] L'article 5.21 des Tarifs prévoit un remboursement pour les réseaux municipaux au tarif LG qui alimentent des clients de grande puissance au tarif L ou au tarif LG. Ce remboursement a été introduit au début des années 1990 lorsque la structure tarifaire du tarif L est passée de plusieurs tranches d'énergie à une seule⁵⁰⁰. Ce remboursement correspond à l'écart des sommes facturées entre les tarifs L et LG. L'écart entre les sommes facturées tient compte de la puissance maximale appelée.

⁵⁰⁰ Pièce B-0049, p. 15.

[942] Le remboursement actuel de 15 % des sommes facturées aux clients a été convenu en considérant qu'aucun client ne nécessitait une alimentation en haute tension ou par plus d'une ligne de distribution. Dans de tels cas, ce taux pourrait ne pas refléter correctement les investissements assumés par le réseau municipal.

[943] Le Distributeur propose de clarifier la portée de l'article 5.21 des Tarifs afin de préciser qu'il ne s'applique qu'aux clients susceptibles d'être alimentés à partir d'un réseau de distribution de taille inférieure à 12 MW. Dans l'éventualité où un réseau municipal proposait d'alimenter une charge de plus de 12 MW, la compensation qui serait offerte par le Distributeur serait établie en collaboration avec le réseau municipal. Le remboursement correspondrait à un pourcentage des sommes facturées au client ou à un montant forfaitaire qui tiendrait compte du coût réel des équipements nécessaires pour desservir ce nouveau client, incluant un rendement similaire à celui du Distributeur.

[944] Le Distributeur indique que cette proposition limite le risque pour sa clientèle, tout en permettant la croissance des clients existants de même que l'ajout de nouveaux clients dans les réseaux⁵⁰¹.

[945] L'AREQ est d'avis que le Distributeur annonce son intention de limiter l'application de l'article 5.21 des Tarifs à 12 MW sans que cette demande soit justifiée.

[946] Selon l'AREQ, le Distributeur s'appuie sur la norme interne E-21.12 qui s'applique sur le territoire couvert par Hydro-Québec. Elle soutient que la modification proposée, par l'importation d'une norme interne à laquelle ses membres ne sont pas assujettis, a pour conséquence de leur imposer des limites indues⁵⁰².

[947] En plaidoirie, le Distributeur indique qu'il :

« [...] est prêt à suspendre l'examen et, à la lumière du témoignage de l'AREQ, il n'en demeure pas moins convaincu de la validité de ses arguments, mais... notamment dans la mesure où il n'y a pas de tels clients sur le radar pour deux mille quinze (2015), serait prêt à rencontrer l'AREQ pour discuter de cette question et revenir avec une proposition similaire ou légèrement adaptée le cas »

⁵⁰¹ Pièce B-0049, p. 16.

⁵⁰² Pièce C-AREQ-0007, p. 8 et 9.

échéant. Ça sera à la Régie de juger si cette question devra être reportée, la preuve ayant été faite au complet »⁵⁰³.

[948] **La Régie accueille l'ouverture du Distributeur et l'invite à redéposer une proposition dans le cadre d'un prochain dossier.**

Remboursement de l'écart entre le tarif L et le tarif LG pour les clients ayant une puissance appelée inférieure à 4 300 kW

[949] L'AREQ est d'avis que l'interprétation du Distributeur quant au remboursement offert afin de rémunérer les activités de distribution du réseau municipal, contraint ses membres à assumer le manque à gagner entre les tarifs L et LG, en ne remboursant pas les sommes attribuables à cet écart pour les clients de 4,3 MW et moins⁵⁰⁴.

[950] Ainsi, l'AREQ est en désaccord avec l'interprétation du Distributeur de l'article 5.21 b) des Tarifs et est d'avis que l'écart entre les tarifs L et LG devrait être compensé, peu importe le niveau de puissance appelée du client⁵⁰⁵.

[951] À cet effet, l'AREQ propose une modification à l'article 5.21 des Tarifs afin que les clients aient droit au remboursement de l'écart entre les tarifs L et LG, sans égard à la puissance appelée⁵⁰⁶.

[952] La Régie comprend du texte de l'article 5.21 b) des Tarifs actuellement en vigueur que si la puissance maximale appelée est inférieure à 4,3 MW, le réseau municipal n'a droit à aucun remboursement. **La Régie est d'avis que les éléments mis en preuve par l'AREQ pour justifier cette modification ne sont pas probants et, en conséquence, ne retient pas cette modification.**

⁵⁰³ Pièce A-0068, p. 98.

⁵⁰⁴ Pièce C-AREQ-0007, p. 9.

⁵⁰⁵ Pièce C-AREQ-0007, p. 10.

⁵⁰⁶ Pièce C-AREQ-0014, p. 5.

18.7 MODIFICATION DE LA DÉFINITION DE LA PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE POUR TENIR COMPTE, DANS TOUS LES CAS, DE LA PUISSANCE APPARENTE

[953] Le Distributeur propose de modifier la définition de « puissance maximale appelée » au texte des Tarifs afin de considérer la puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer des abonnements dont l'appel de puissance réelle ne dépasse jamais 50 kW. Cette demande de modification est présentée dans un but d'harmonisation de la facturation de la puissance et pour assurer un traitement équitable de l'ensemble de la clientèle. Elle permet d'inciter les clients à corriger ou maintenir un bon facteur de puissance, puisqu'ils seront dorénavant facturés pour les kVA excédentaires, et s'avère cohérente avec l'article 18.15 des CDSÉ relatif au maintien d'un bon facteur de puissance par les clients⁵⁰⁷.

[954] L'UPA présente le coût moyen par client à partir des données du Distributeur. Ainsi, cette modification à la définition de la « puissance maximale appelée » ferait en sorte que 127 clients aux tarifs D et DM auraient à subir une hausse moyenne de leur facture d'électricité de 65 \$. De même, les 473 clients au tarif G auraient à subir une hausse moyenne de leur facture d'électricité de 658 \$⁵⁰⁸.

[955] L'UPA demande à la Régie de reporter d'au moins un an l'application de la nouvelle définition pour permettre aux clients d'adapter leur consommation⁵⁰⁹.

[956] Lors de l'audience, le Distributeur dépose une lettre informative qui sera envoyée aux clients touchés par cette modification. Cette lettre précise les moyens à prendre afin d'éviter de s'exposer aux pénalités associées au facteur de puissance dont la valeur est inférieure à la tolérance permise⁵¹⁰.

[957] L'UPA indique à la Régie qu'elle a des préoccupations quant aux coûts de l'installation des condensateurs qui permettent de contrer la demande de modification de la définition de la puissance maximale appelée⁵¹¹.

⁵⁰⁷ Pièce B-0049, p. 16.

⁵⁰⁸ Pièce C-UPA-0009, p. 9.

⁵⁰⁹ Pièce C-UPA-0019, p. 5, par. 32.

⁵¹⁰ Pièce B-0204.

⁵¹¹ Pièce A-0064, p. 151.

[958] La Régie constate que le Distributeur sensibilisera la clientèle touchée et suggérera des moyens de compensation qui permettront de pallier cette hausse⁵¹². De plus, elle est d'avis qu'il revient à chaque client de faire l'analyse économique de l'investissement afférent à l'installation de condensateurs afin d'obtenir une utilisation optimale de l'électricité. La modification est également justifiée dans le but d'harmoniser la facturation de la puissance et par équité pour l'ensemble de la clientèle.

[959] En conséquence, la Régie approuve la modification proposée par le Distributeur à la définition « puissance maximale appelée » du texte des Tarifs.

18.8 ABROGATION DU TARIF DE TRANSITION – FABRICATION DE NEIGE ET DES MODALITÉS PROPRES AUX ACTIVITÉS D'HIVER AU TARIF M

[960] Tous les clients assujettis au service de transition – fabrication de neige ont migré, depuis 2013, vers le tarif M ou le tarif G-9, puisqu'ils sont plus avantageux. Comme il n'y a plus de client facturé au tarif de transition pendant l'hiver 2014-2015, le Distributeur propose son abrogation au 1^{er} avril 2015.

[961] La Régie approuve l'abrogation du tarif de transition - fabrication de neige et des modalités propres aux activités d'hiver au tarif M.

18.9 SERVICE SIGNATURE

[962] Le service Signature est offert aux clients de grande puissance qui désirent mesurer la qualité de l'électricité livrée et avoir accès aux experts d'Hydro-Québec, afin d'analyser et appliquer des solutions relatives aux fluctuations de la qualité de l'onde électrique.

⁵¹² Pièce B-0133, p. 67.

[963] Le Distributeur propose de modifier le service de base afin d'en réduire les frais, de rajuster à la baisse les tarifs du service et de l'étendre à la clientèle moyenne puissance. Un nouvel appareillage de mesure moins coûteux, une facturation distincte pour le bilan annuel des indicateurs de la qualité de l'électricité et le balisage du comportement des charges, ainsi que le retrait de la formation d'une demi-journée du service de base permet de réduire les frais annuels du service de base à 5 250 \$. Actuellement, les frais annuels du service sont de 15 000 \$ pour le premier point de livraison et de 10 000 \$ pour chacun des points de livraison additionnels.

[964] Le Distributeur fait l'hypothèse qu'avec un taux de participation de 10 % chez la clientèle moyenne puissance, semblable à celui de la clientèle grande puissance, le nombre de clients au service Signature pourrait augmenter à 150, contre une vingtaine actuellement.

[965] La Régie note que l'objectif recherché par le service Signature est d'offrir aux clients des outils et l'expertise leur permettant d'améliorer la qualité de l'onde à leurs installations, de se prémunir contre certaines perturbations du réseau électrique et favoriser l'adoption de mesures contribuant à améliorer les caractéristiques du réseau⁵¹³.

[966] La Régie approuve les modifications proposées à la tarification du service Signature, telles qu'établies à la grille des tarifs d'électricité au 1^{er} avril 2015.

18.10 SUIVI DE L'EXTENSION AU SECTEUR AGRICOLE DES TARIFS DT ET D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE

18.10.1 TARIF DT

[967] Dans sa décision D-2013-174⁵¹⁴, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre le tarif DT aux exploitations agricoles. Elle lui demandait de faire un suivi du profil de consommation des exploitations agricoles, de présenter une analyse montrant comment ces nouveaux clients affectent la rentabilité du tarif et, selon les résultats de cette analyse, de proposer des modifications aux conditions d'admissibilité au tarif DT afin d'améliorer l'offre tarifaire.

⁵¹³ Pièce B-0133, p. 67.

⁵¹⁴ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2013-174, p. 23 et 24, par. 79 à 82.

[968] Depuis le 31 octobre 2013, une trentaine de clients, dont plus de la moitié sont des serriculteurs, ont demandé plus d'information sur le tarif DT. À l'automne 2014, deux clients ont officiellement souscrit au tarif DT. Il s'agit de deux serres maraîchères d'une capacité en biénergie d'environ 250 kW chacune⁵¹⁵. Pour effectuer le suivi demandé, le Distributeur considère qu'il doit disposer d'au moins une année complète de données de consommation pour un nombre significatif d'exploitations agricoles, ce qui n'est pas le cas actuellement.

[969] Le Distributeur propose une modification à l'article 2.27 des Tarifs, de manière à ce que seul en mode combustible, la capacité du système biénergie soit suffisante pour fournir toute la chaleur nécessaire au chauffage des locaux visés. Cette modification touche tous les clients au tarif DT, incluant les exploitations agricoles⁵¹⁶.

[970] La Régie considère que la raison d'être d'un système biénergie est de bénéficier d'un tarif avantageux en échange, pour le Distributeur, d'une garantie d'effacement pendant les périodes de pointe dues au froid. Il est donc tout à fait logique de ne pas exiger du système électrique qu'il ait la capacité de combler tous les besoins de chauffage pendant les périodes les plus froides. Cette exigence doit, en revanche, s'appliquer au système à combustible pour éviter le recours à un appoint électrique en période de pointe.

[971] La Régie approuve la modification à l'article 2.27 des Tarifs, pour tous les clients au tarif DT, à l'effet que la capacité du système biénergie doit être suffisante pour fournir toute la chaleur nécessaire au chauffage des locaux visés, en mode combustible seulement.

[972] L'UPA considère⁵¹⁷ que la Régie devrait réaffirmer la nécessité pour le Distributeur de déployer tous les efforts nécessaires afin de bien informer la clientèle agricole sur ses tarifs et services, notamment :

- En orientant chaque producteur intéressé par une conversion à la biénergie vers un service d'ingénierie en mesure de mener un tel projet. Afin de ne pas favoriser particulièrement une entreprise ou un individu, une liste des firmes possédant cette expertise pourrait être expédiée aux entreprises intéressées.

⁵¹⁵ Pièce B-0049, p. 19.

⁵¹⁶ Pièce B-0049, p. 20.

⁵¹⁷ Pièce C-UPA-0009, p. 13.

- En offrant à ces mêmes entreprises une fiche d'information résumant l'ensemble des aspects à considérer pour un projet de conversion vers la biénergie.
- En informant ces mêmes entreprises des différents programmes de financement qui pourraient s'appliquer à leur situation, entre autres, ceux gérés par le BEIÉ.

[973] La Régie encourage l'UPA et le Distributeur à poursuivre leurs rencontres et leurs échanges dans le but d'améliorer la qualité de l'information fournie par le Distributeur aux clients potentiels du tarif DT.

[974] Par ailleurs, le Distributeur propose une modification à l'article 2.36 des Tarifs afin de préciser l'application du tarif DT lorsque plusieurs branchements alimentent l'exploitation agricole⁵¹⁸. Cette modification éliminera un obstacle à l'application du tarif DT pour certaines exploitations agricoles, notamment les serres ayant jadis adhéré au tarif BT, pour lesquelles deux branchements étaient autorisés, et les exploitations agricoles dont les activités commerciales ou industrielles font l'objet d'un second branchement.

[975] L'UC soumet que le tarif DT pour les exploitations agricoles est d'adoption très récente et que la modification proposée vise un seul cas, n'ayant fait l'objet d'aucune démonstration de rentabilité pour l'ensemble de cette clientèle.

[976] L'UC recommande à la Régie de ne pas accepter la modification de l'article 2.36 des Tarifs proposée par le Distributeur, tant qu'une démonstration de la rentabilité du tarif DT pour les exploitations agricoles (incluant une analyse sur l'application du tarif DT sur des charges de chauffage seulement) n'aura pas été déposée à la Régie et fait l'objet de discussion⁵¹⁹.

[977] L'UPA souhaite augmenter le nombre d'entreprises agricoles admissibles au tarif DT. Elle est en accord avec la modification de l'article 2.36 des Tarifs permettant de rendre admissibles les entreprises agricoles possédant plus d'un branchement, tout en précisant que seul le branchement qui alimenterait le système biénergie serait admissible au tarif DT⁵²⁰.

⁵¹⁸ Pièce B-0050, p. 27 et 28.

⁵¹⁹ Pièce C-UC-0026, p. 18.

⁵²⁰ Pièce C-UPA-0019, p. 7.

[978] **La Régie approuve la modification de l'article 2.36 des Tarifs afin de rendre admissibles les entreprises agricoles possédant plus d'un branchement, tout en précisant que seul le branchement qui alimenterait le système biénergie serait admissible au tarif DT.**

18.10.2 ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ÉCLAIRAGE DE PHOTOSYNTHÈSE

[979] Dans sa décision D-2013-174⁵²¹, la Régie demandait au Distributeur de dresser un bilan des caractéristiques des exploitations agricoles s'étant prévaluées de l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse. Elle demandait également au Distributeur d'évaluer la possibilité de réduire le seuil d'admissibilité à l'option, présentement fixé à 400 kW.

[980] Au 1^{er} juillet 2014, 12 abonnements, dont 10 serres maraîchères, se prévalaient de l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse. Dix de ces abonnements ont une consommation de base facturée au tarif M, alors que pour deux d'entre eux, elle est facturée au tarif D. Les puissances de référence varient entre 25 et 425 kW. La majorité des clients ont complété leur adhésion à l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse au cours du mois de janvier 2014. Durant le reste de l'hiver, la consommation à l'électricité additionnelle a été interdite pendant moins de 20 heures. Sur les 12 abonnements, seuls quatre ont eu à s'interrompre pendant les 16 périodes de restriction de l'hiver 2013-2014, d'une durée de quatre à cinq heures chacune, pour un total de 76 heures⁵²².

[981] Par ailleurs, une vingtaine d'autres clients ont contacté le Distributeur au sujet de l'option, mais la plupart d'entre eux n'y étaient pas admissibles, soit parce que leur puissance maximale appelée était inférieure au seuil requis ou qu'ils n'utilisaient pas l'électricité pour l'éclairage de photosynthèse. Enfin, trois clients se qualifiant à l'option n'ont toujours pas signifié leur intention d'y souscrire.

[982] Le Distributeur considère que, sans un historique d'au moins un an et, notamment, un hiver complet de consommation, il est prématuré d'envisager des modifications aux modalités tarifaires. Par conséquent, il entend revenir sur cet aspect lors du prochain dossier tarifaire. En outre, il pourra alors également évaluer dans quelle mesure cette option contribue à augmenter la consommation d'électricité des producteurs en serre.

⁵²¹ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2013-174, p. 35 et 36, par. 132 à 135.

⁵²² Pièce B-0049, p. 20.

[983] L'UPA considère⁵²³ que les conditions d'admissibilité des tarifs ne sont pas adaptées à la réalité des entreprises agricoles, pour l'OÉA notamment, « [c]omme les superficies moyennes des serriculteurs sont de 2 500 m² pour les producteurs maraîchers et de 2 900 m² pour les producteurs en horticulture ornementale, la charge demandée de 400 kW est inadaptée à leur réalité ». Certains producteurs, les plus gros, se trouvent alors à avoir accès à des tarifs avantageux leur permettant d'obtenir un avantage concurrentiel sur les producteurs qui n'atteignent pas la puissance désirée.

[984] L'UPA demande que les conditions d'admissibilité de l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse soient adaptées, c'est-à-dire qu'elles prennent en compte du cumul de la puissance appelée par les différents compteurs de l'entreprise et la diminution du seuil d'admissibilité à 100 kW.

[985] L'UPA s'attend à ce que le Distributeur multiplie les efforts dans l'avenir pour améliorer l'offre tarifaire adaptée aux producteurs agricoles.

[986] La Régie note la demande de l'UPA d'un abaissement de 400 à 100 kW du seuil d'admissibilité à l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse. Elle juge qu'une telle modification devrait être abordée dans le cadre des rencontres entre le Distributeur et l'UPA. Le cas échéant, des modifications pourront être proposées dans un prochain dossier tarifaire.

18.11 SUIVI DE LA MISE À JOUR DES TARIFS APPLICABLES AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

[987] Dans sa décision D-2014-037⁵²⁴, la Régie a accepté le report de la mise en application de la hausse graduelle du prix de la deuxième tranche des tarifs résidentiels au 1^{er} avril 2015. Elle encourageait le Distributeur à mettre en place des mesures permettant de réduire la consommation en deuxième tranche des clients du Nunavik et à présenter un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux alimentés par une centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.

⁵²³ Pièce C-UPA-0019, p. 7 à 10.

⁵²⁴ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 198 et 199, par. 759 et 762.

[988] Le Distributeur propose de suspendre temporairement l'ajustement des tarifs résidentiels au nord du 53^e parallèle qui devait débiter le 1^{er} avril 2015, afin de mener à terme ses analyses de la situation du chauffage électrique avec les parties visées et de convenir des mesures à implanter.

[989] La Régie avait demandé au Distributeur de proposer une stratégie de réduction de l'usage du chauffage par résistances électriques dans ces réseaux, c'est-à-dire une évaluation de l'ampleur de cet usage et l'élaboration d'un plan d'action. Le Distributeur indique que le premier volet du travail est en voie d'être terminé.

[990] Dans sa décision D-2014-037, la Régie demandait au Distributeur de présenter, lors du présent dossier tarifaire, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du Projet LAD afin d'aider les organismes des RA à orienter leurs interventions et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint⁵²⁵.

[991] Le Distributeur souligne qu'il exploite déjà les données de consommation utilisées à des fins de facturation pour aider les organismes gérant la très grande majorité des factures de la clientèle résidentielle à mieux orienter leurs interventions en efficacité énergétique. Ces données servent, notamment, d'intrants pour identifier les clients visés par l'étude. Bien que les CNG mesurent la consommation totale sans distinction pour les usages spécifiques comme le chauffage, ils permettront aux clients, une fois le déploiement complété, d'avoir accès en ligne à des outils de gestion de la consommation, tout comme pour la clientèle du réseau intégré.

[992] La Régie est d'avis que l'analyse des profils de la consommation totale des clients aux 15 minutes permet, avec les données météorologiques de chacun des réseaux, d'identifier précisément les clients qui ont des charges de chauffage. Devant la problématique des coûts du chauffage par résistance électrique dans les réseaux à centrale thermique dont chacun a ses particularités, la Régie réitère l'importance de sa demande quant à l'exploitation des données du Projet LAD.

⁵²⁵ Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, p. 199, par. 762.

18.12 DISPOSITIONS TARIFAIRES VISANT LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[993] Le Distributeur a déjà fait état du contexte économique et énergétique au Québec lors du dossier tarifaire 2014-2015⁵²⁶. Dans le présent dossier, il note que plusieurs tarifs et options tarifaires sont offerts à la clientèle commerciale et industrielle ailleurs au Canada et aux États-Unis pour attirer de nouvelles entreprises de même que pour favoriser l'expansion des activités de clients existants⁵²⁷.

[994] Dans le contexte de cet environnement compétitif et des surplus énergétiques, le Distributeur propose la création d'un TDÉ destiné aux clients actuels et nouveaux, de moyenne et de grande puissance, pour de nouveaux projets dans des secteurs d'activité porteurs de développement économique et nécessitant de nouvelles charges de 1 000 kW et plus.

[995] Ce nouveau tarif prend la forme d'une réduction temporaire de 20 % par rapport aux tarifs applicables. Cette réduction sera effective jusqu'à 2024, incluant une période de transition de trois ans durant laquelle le rabais sera graduellement réduit à 15 %, 10 % et 5 %. Le Distributeur propose que la période d'application du tarif ainsi que la date à partir de laquelle il ne sera plus offert soient revues régulièrement et modifiées au besoin, en fonction du contexte énergétique.

[996] Le Distributeur propose qu'afin de s'assurer que le tarif serve de levier au développement économique, le client devra attester que le tarif qu'il sollicite constitue un facteur déterminant dans sa décision d'accroître sa production ou d'implanter son installation au Québec. À cette fin, le tarif est limité aux entreprises pour lesquelles les coûts en électricité représentent au moins 10 % de leurs dépenses d'exploitation.

[997] Pour les projets d'expansion d'une installation existante, la charge additionnelle devra représenter au moins 20 % de la charge existante, tout en étant égale ou supérieure à 1 000 kW. Quant aux centres d'hébergement de données, il est précisé que, pour être admissibles, ils doivent en plus être caractérisés par une forte valeur ajoutée.

⁵²⁶ Dossier R-3854-2013, pièce B-0049, section 1.2.

⁵²⁷ Pièce B-0078, p. 5.

[998] Les conditions d'admissibilité stipulent, par ailleurs, que « *l'installation visée doit présenter un potentiel notable d'ajout net de nouvelles charges au Québec. Ainsi, la nouvelle charge ne doit pas résulter d'un transfert de production entre des entités ou des installations d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec* »⁵²⁸.

[999] Le Distributeur précise que ce potentiel sera évalué par le biais d'une combinaison de critères, notamment l'intensité des échanges commerciaux, le niveau d'utilisation des capacités de production existantes et la croissance prévue de la demande du secteur visé. De plus, il entend mettre à profit les connaissances et l'expertise des instances gouvernementales dans l'évaluation de ces critères, de la valeur ajoutée et des retombées économiques des projets.

[1000]Le Distributeur reconnaît que ces critères lui accordent une flexibilité dans l'analyse des dossiers. Ils visent à cibler les projets porteurs de développement économique, tout en évitant les demandes opportunistes et en limitant la cannibalisation des ventes existantes⁵²⁹.

[1001]Selon le Distributeur, la réduction de 20 % a été établie de façon à ce que le prix moyen facturé à un client au tarif L, après réduction, permette de couvrir les coûts à la marge du Distributeur afin d'alimenter les nouvelles charges, soit les coûts évités en énergie et en puissance ainsi que des coûts de raccordement au réseau de transport estimés à 0,2 ¢/kWh.

[1002]Le Distributeur présente, en réponse à une demande de la Régie, une simulation de la rentabilité au tableau R-6.1 de la pièce B-0107, et explique :

« Comme indicateur de coût évité de l'énergie, le Distributeur utilise la même méthodologie que celle proposée pour l'établissement du prix de l'option d'électricité additionnelle [note de bas de page omise], soit la moyenne du coût évité en énergie de la période hivernale (4,8 ¢/kWh indexé à l'inflation) et du coût moyen de l'électricité patrimoniale (2,8 ¢/kWh), pondérée par le nombre d'heures où le Distributeur planifie procéder à des achats de court terme sur les marchés.

⁵²⁸ Pièce B-0185, p. 12.

⁵²⁹ Pièce B-0214, p. 16.

Comme indicateur de coût évité de la puissance pour la période d'hiver, le Distributeur utilise le signal de 20 \$/kW-hiver indexé à l'inflation pour les hivers 2014-2015 à 2016-2017, et le signal de 45 \$/kW-hiver indexé à l'inflation à compter de l'hiver 2017-2018 »⁵³⁰.

[1003] Pour la fourniture, les coûts sont essentiellement ceux de l'électricité patrimoniale. Les besoins additionnels en puissance sont pris en compte pour les heures durant lesquelles ils vont survenir. Pour le transport, l'analyse tient compte des coûts de raccordement des nouveaux clients. Aucun coût d'ajout au réseau n'est considéré puisqu'il y a de la capacité disponible sur le réseau de transport. Enfin, le Distributeur affirme qu'il n'y a pas de coûts additionnels de distribution et des SALC.

[1004] Le Distributeur soumet que l'ajout de nouveaux clients ne devrait pas avoir d'impact significatif sur les coûts unitaires moyens des catégories visées. Cependant, l'application d'une réduction tarifaire viendra temporairement modifier les indices d'interfinancement.

[1005] Le Distributeur explique qu'une réduction tarifaire de 20 % appliquée sur une période de sept ans, suivie de trois années de transition vers le tarif régulier, correspond à une réduction sur la durée de l'engagement de l'ordre de 17 %, ce qui équivaut plus ou moins au niveau actuel d'interfinancement du tarif L⁵³¹. Au terme de l'entente, les clients seront assujettis aux tarifs réguliers et contribueront à l'interfinancement au même titre que les autres clients⁵³².

[1006] Selon le Distributeur, l'impact du TDÉ serait donc neutre à court terme et positif à plus long terme sur le reste de la clientèle. Il précise, de plus, qu'il cherche avant tout à attirer des entreprises oeuvrant dans de nouveaux secteurs d'activité et ainsi diversifier sa base de clients⁵³³.

⁵³⁰ Pièce B-0107, p. 11, tableau R-6.1.

⁵³¹ La Régie note que l'indice d'interfinancement au tarif L est de 15,8 % (115,8) selon la pièce B-0049, p. 6.

⁵³² Pièce B-0107, p. 13.

⁵³³ Pièce B-0107, p. 8.

[1007]L'AREQ constate que les clients de ses membres ne seraient pas visés par les dispositions proposées par le Distributeur. Afin que ces clients puissent se qualifier, le Distributeur dépose, le 10 décembre 2014, une version révisée du texte du TDÉ afin d'inclure les clients d'un réseau municipal⁵³⁴. Lors de l'audience, l'AREQ se dit satisfaite des modifications apportées par le Distributeur⁵³⁵.

[1008]L'ACEFO souhaite s'assurer que les clients résidentiels, incluant les ménages à faible ou moyen revenu, ne soient pas affectés par la réduction proposée. Elle constate que le coût à la marge présenté par le Distributeur est nettement inférieur au coût évité fourni par le Distributeur pour les clients au tarif L et elle questionne la méthode retenue.

[1009]L'ACEFQ constate que les coûts calculés par le Distributeur afin de justifier le TDÉ sont des coûts à la marge, alors que les coûts des autres catégories tarifaires sont basés sur les coûts moyens. Elle rappelle que la tarification aux coûts moyens traite tous les clients, anciens et nouveaux, de la même façon.

[1010]L'ACEFQ conclut que ce tarif modifiera la situation d'interfinancement entre les catégories tarifaires. Or, selon elle, la restriction inscrite à l'article 52.1 de la Loi stipule que « [l]a Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs »⁵³⁶.

[1011]La FCEI estime que le TDÉ doit respecter trois principes : être neutre pour les clients qui n'en bénéficient pas, être offert de façon non discriminatoire à toutes les clientèles visées et être le plus largement accessible.

[1012]Sur la question de la neutralité, la FCEI est satisfaite de l'utilisation du coût évité pour établir le coût de vente de l'énergie visée par les nouvelles dispositions tarifaires.

⁵³⁴ Pièce B-0185, p. 15.

⁵³⁵ Pièce A-0066, p. 110.

⁵³⁶ Pièce C-ACEFQ-0010, p. 49.

[1013]La FCEI trouve cependant qu'il est inéquitable que, pour le même kWh d'énergie patrimoniale inutilisée, les clients du tarif M paient davantage que ceux du tarif L. De plus, elle demande que le seuil d'admissibilité relatif à la puissance de 1 000 kW soit réduit afin de « *favoriser non seulement quelques entreprises de grandes tailles, mais aussi de nombreuses entreprises de taille moyenne, lesquelles apportent davantage de stabilité économique par une plus grande diversification* »⁵³⁷.

[1014]Le GRAME recommande de requérir du Distributeur un suivi de l'impact du TDÉ sur ses besoins en puissance, sur une base annuelle⁵³⁸. De plus, il suggère d'abaisser le seuil d'admissibilité de 10 % des dépenses d'exploitation à 5 %, s'il est démontré qu'il y a création d'emplois, ainsi que d'étendre l'application du TDÉ afin d'induire la substitution d'énergies polluantes⁵³⁹.

[1015]A priori, OC ne s'oppose pas aux mesures visant le développement économique, notamment lorsque l'offre est équitable pour le reste de la clientèle et que les risques sont contrôlés adéquatement par le Distributeur. L'intervenante considère, par ailleurs, que les surplus énergétiques qui existent actuellement sont propices à ce type de mesure⁵⁴⁰.

[1016]Cependant, OC estime que la demande du Distributeur devrait être étudiée dans le contexte des révisions qui seront effectuées sur l'ensemble des tarifs de la clientèle au printemps 2015, puisque l'interfinancement sera affecté par la proposition du Distributeur.

[1017]SÉ-AQLPA invite la Régie à approuver le TDÉ, en ajoutant toutefois une condition supplémentaire selon laquelle ce tarif ne sera admissible que pour des activités liées à l'innovation, aux industries environnementales ou à celles faisant usage de technologies environnementales et, dans tous ces cas, à condition que le client mette en place les différentes mesures d'efficacité énergétique qui lui sont applicables⁵⁴¹.

⁵³⁷ Pièce C-FCEI-0010, p. 32.

⁵³⁸ Pièce A-0073, p. 10.

⁵³⁹ Pièce C-GRAME-0020, p. 3.

⁵⁴⁰ Pièce C-OC-0011, p. 22.

⁵⁴¹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 16.

[1018]SÉ-AQLPA s'interroge, du point de vue de l'équité et du caractère juste et raisonnable des tarifs, sur le fait que le coût marginal en énergie soit celui de l'électricité patrimoniale. De plus, il recommande que les décisions d'octroyer, de refuser ou de retirer à un client le bénéfice du TDÉ soient sujettes à approbation préalable de la Régie.

[1019]L'UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur, telle que soumise, parce que la démonstration de l'absence d'impact tarifaire pour les clients résidentiels n'a pas été faite, que les conditions d'admissibilité au TDÉ laissent une large part à l'arbitraire et que les instances gouvernementales seront parties prenantes dans le processus de sélection et d'admissibilité au tarif, ce qui entre en contradiction avec l'article 31 de la Loi⁵⁴².

[1020]Selon l'UC, l'article 52.1 de la Loi indique que « [l]a tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53^e parallèle »⁵⁴³.

[1021]À la lumière des articles 52.1, 52.2 portant sur le calcul des tarifs et 52.2.1 portant sur les contrats spéciaux de la Loi, ainsi que de la structure du rabais tarifaire proposé par le Distributeur, l'UC soumet qu'il n'est pas du ressort de la Régie de fixer un tel rabais tarifaire. Il appartiendrait plutôt au Gouvernement de le fixer dans le cadre de contrats spéciaux⁵⁴⁴.

[1022]En réplique, le Distributeur précise que ce tarif prend son sens dans le présent contexte énergétique caractérisé par de l'électricité patrimoniale inutilisée et, par conséquent, son analyse est fondée sur les coûts à la marge de ce tarif.

[1023]Le Distributeur ajoute qu'il aura l'occasion, lors des prochains dossiers tarifaires, de suivre l'évolution du contexte énergétique et du coût marginal de façon à ajuster son offre, si nécessaire⁵⁴⁵.

⁵⁴² Pièce C-UC-0011, p. 26.

⁵⁴³ Pièce C-UC-0026, p. 19.

⁵⁴⁴ *Ibid.*

⁵⁴⁵ Pièce B-0214, p. 16.

[1024]À propos de l'interfinancement, le Distributeur rappelle que tout ajout de client a un impact sur les indices d'interfinancement. Il précise que le TDÉ n'est pas créé aux fins d'atténuer l'interfinancement, mais bien pour favoriser le développement économique. Ce n'est que de façon incidente que l'interfinancement s'en trouve affecté, de façon temporaire.

[1025]Enfin, en ce qui a trait à l'uniformité des tarifs et l'objection soulevée par l'UC, le Distributeur réplique qu'il s'agit de l'uniformité territoriale :

« Je vous invite à le relire. La tarification doit être uniforme par catégories de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53^e parallèle.

Évidemment, il y a l'utilisation de catégories de consommateurs qui peut être trompeuse ici [...] mais on se souviendra ou, en fait, on... on se souviendra qu'à l'époque de la première adoption de la loi, [...] au lieu de parler de tarifs on parlait de catégories de consommateurs. Donc, on pourrait lire " la disposition comme étant la tarification doit être uniforme par tarifs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité ". De manière à éviter qu'il n'y ait une tarification différente en Gaspésie par opposition à Montréal, en campagne par opposition en milieu urbain, puisqu'on sait que les coûts de la distribution sont plus chers en campagne puisqu'il y a moins de densité urbaine »⁵⁴⁶.

[1026]La Régie doit s'assurer que le tarif proposé permet au Distributeur de couvrir les frais de fourniture d'électricité, les frais découlant du tarif de transport et autres frais, tel que stipulé à l'article 52.1 de la Loi. Autrement dit, la Régie doit s'assurer de la rentabilité de l'offre tarifaire pour le Distributeur et son équité envers les autres clients.

⁵⁴⁶ Pièce A-0073, p. 173 et 174.

[1027]La Régie constate que les dispositions tarifaires visant le développement économique ne constituent pas un nouveau tarif permanent avec un taux d'interfinancement distinct, mais bien un rabais temporaire sur des tarifs existants.

[1028]La Régie note que cette offre tarifaire s'inscrit dans un contexte de surplus énergétique et que sa durée dépend directement de l'existence de ces surplus. Ainsi, le tarif est octroyé pour une période de temps limitée, une période durant laquelle des surplus d'électricité patrimoniale sont prévus et qui, autrement, risquent de demeurer largement invendus.

[1029]La Régie note également qu'une révision annuelle est prévue, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, afin de modifier l'offre et sa date de terminaison en fonction de l'évolution du contexte énergétique québécois et des coûts marginaux du Distributeur.

[1030]Considérant ce cadre, la Régie juge que l'utilisation du coût marginal plutôt que du coût moyen pour analyser la rentabilité, pour le Distributeur, de son offre tarifaire et de baser cette analyse sur le coût de l'électricité patrimoniale est appropriée.

[1031]En ce qui a trait au constat de l'ACEFO à l'effet que le coût à la marge présenté est nettement inférieur au coût évité fourni par le Distributeur pour les clients au tarif L, la Régie retient l'explication du Distributeur : les coûts évités par usage et par catégories de clients sont établis sur la base d'un signal de coût évité en énergie pour la période hivernale applicable à chacune des heures de l'hiver⁵⁴⁷. Ils ne tiennent donc pas compte des volumes d'électricité patrimoniale inutilisée et ne peuvent être utilisés pour estimer le coût à la marge du Distributeur pour toute la période hivernale, encore moins pour estimer le coût pour l'ensemble de l'année.

[1032] La Régie rejette l'argument de la FCEI à l'effet qu'un rabais de 20 % sur les ventes additionnelles aux différents tarifs applicables défavorise les clients du tarif M par rapport à ceux du tarif L, puisqu'ils paient l'énergie additionnelle à un prix différent. Les tarifs de base de chaque catégorie de consommateurs sont établis conformément à la répartition des coûts de service par catégorie de consommateurs. Ces tarifs sont donc, au départ, différents. Tout tarif, même après rabais, doit tenir compte des coûts de service par catégorie de consommateurs pour être équitable.

⁵⁴⁷ Pièce B-0153, p. 52.

[1033]En ce qui a trait à l'interfinancement, la Régie rappelle sa décision D-2007-12 :

« Il existe certainement une contrainte dans la Loi et une obligation pour la Régie à l'égard de l'interfinancement. L'article 52.1 de la Loi reconnaît une situation de fait : une catégorie de consommateurs bénéficie d'un interfinancement, c'est-à-dire que le coût pour la desservir est supérieur aux revenus tarifaires qu'elle génère. La contrainte veut que la Régie ne puisse modifier les tarifs de cette catégorie afin d'atténuer (de diminuer) l'interfinancement dont elle bénéficie.

Cela dit, les autres dispositions de la Loi doivent produire leurs effets. Au strict plan de l'interprétation législative, si la Loi dit que la Régie " ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs ", cela signifie, a contrario, que la Régie peut le faire pour d'autres motifs. Par exemple, pour que les tarifs d'une catégorie de consommateurs reflètent les coûts des nouveaux approvisionnements, soit ceux qui se situent au-delà de l'approvisionnement patrimonial »⁵⁴⁸.

[1034]Dans le cas du présent tarif, la Régie constate que ce n'est que de façon incidente que les indices d'interfinancement pourraient temporairement être affectés. Avec le retour progressif aux tarifs normaux de 2021 à 2024, les nouveaux clients au TDÉ contribueront pleinement à l'ensemble des coûts, ainsi qu'à l'interfinancement, au bénéfice de toute la clientèle. Une telle modification respecte le cadre réglementaire, tel qu'établi par la décision D-2007-12 et est conforme aux préoccupations exprimées par le Gouvernement dans le décret 1013-2014.

[1035]Selon la Régie, la nature temporaire du TDÉ, dans un contexte de surplus énergétiques, ainsi que le fait qu'il puisse jouer un rôle significatif dans l'implantation au Québec d'entreprises et de projets qui, autrement, n'auraient pas vu le jour, justifient l'approbation de ce tarif dont les effets seront, à long terme, bénéfiques pour l'ensemble de la clientèle.

⁵⁴⁸ Dossier R-3610-2006, décision D-2007-12, p. 92.

[1036]La Régie juge que la démonstration du Distributeur à l'effet que, malgré la réduction de 20 % sur les tarifs L, M ou LG, les coûts à la marge du Distributeur, afin d'alimenter les nouvelles charges, sont adéquatement présentés et couverts par le tarif est satisfaisante.

[1037]La Régie partage l'interprétation du Distributeur à l'effet qu'un rabais de 20 % ne sera consenti que s'il permet d'attirer un investissement significatif, représentant un potentiel d'ajout net de nouvelles charges. Ce rabais doit jouer un rôle déterminant dans la décision d'investir au Québec pour des entreprises à haut seuil d'intensité énergétique. Le but du tarif est de contribuer au développement économique, en attirant des entreprises dans de nouveaux secteurs d'activité afin de diversifier la base de clients du Distributeur.

[1038]Pour ces motifs, la Régie ne retient pas les diverses propositions visant à réduire le seuil d'admissibilité de 1 000 kW, à abaisser de 10 % à 5 % des dépenses d'exploitation le seuil d'intensité énergétique, à étendre l'application du tarif afin d'inclure la substitution d'énergies polluantes ou à ajouter une condition supplémentaire afin de limiter son application aux activités liées à l'innovation et aux industries environnementales ou faisant usage de technologies environnementales.

[1039]En outre, la Régie ne retient pas la proposition de SÉ-AQLPA à l'effet que les décisions d'octroyer, de refuser ou de retirer à un client le bénéfice du TDÉ soient sujettes à approbation préalable par la Régie. Elle juge plutôt qu'il est de la responsabilité du Distributeur de décider d'octroyer ou non le TDÉ à un client.

[1040] À la lumière de l'ensemble de la preuve déposée, la Régie considère qu'il n'est pas déraisonnable que des conditions d'admissibilité au TDÉ puissent laisser place à une certaine discrétion et que des instances gouvernementales puissent être consultées, au besoin. Bien qu'inhabituelle, cette flexibilité apparaît nécessaire au succès du tarif, afin de maximiser les bénéfices provenant du choix des projets les plus porteurs, en termes de développement économique, afin d'éviter l'opportunisme et de limiter la cannibalisation des ventes existantes.

[1041]La Régie ne retient pas l'argument de l'UC à l'effet qu'il ne serait pas de son ressort de fixer un tel tarif comportant un rabais. Elle estime qu'en fixant ce tarif, elle tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que lui a indiquées le Gouvernement dans le décret 1013-2014.

[1042]Enfin, la Régie retient l'interprétation du Distributeur quant à la préoccupation de l'UC sur l'uniformité des tarifs. Cette notion d'uniformité réfère à l'uniformité territoriale des tarifs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, ce qui ne saurait poser de problème dans le cadre du présent tarif.

[1043]En conséquence, la Régie approuve les dispositions tarifaires relatives au tarif de développement économique.

[1044]Afin de s'assurer de façon continue que la clientèle du Distributeur n'est pas pénalisée et que les tarifs offerts couvrent toujours le coût à la marge du Distributeur, incluant les coûts d'énergie en périodes de pointe et les coûts des approvisionnements en puissance, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique.

[1045]Ce suivi annuel devra, entre autres, présenter les volumes d'énergie qui seront offerts à ce nouveau tarif, selon les ententes acceptées ou prévues par le Distributeur, ainsi qu'une mise à jour de la simulation de la rentabilité du tarif, incluant le détail des hypothèses sous-jacentes, tels que présentés au tableau R-6.1 de la pièce B-0107. Ce suivi annuel devra également inclure une estimation de l'impact du tarif sur les besoins en puissance du Distributeur ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en puissance sur la période couverte par le tarif.

18.13 AUTRES MODIFICATIONS

Changement de titre des Tarifs et conditions du Distributeur

[1046]Le Distributeur demande à ce que le titre des « *Tarifs et conditions du Distributeur* » soit remplacé par « *Tarifs d'électricité* » à des fins de simplification et afin d'éviter la confusion avec les CDSÉ.

[1047]Selon la Régie, le retrait du terme « conditions » évite effectivement la confusion avec les CDSÉ. Par contre, le retrait du terme « *du Distributeur* » peut porter à confusion avec les Tarifs et conditions du Transporteur. Le titre proposé par le Distributeur risque de semer la confusion chez la clientèle. La nature juridique du document et son importance pour ses clients exigent de conserver le titre informatif.

[1048]En conséquence, la Régie demande au Distributeur de modifier le titre pour : *Tarifs d'électricité du Distributeur*.

Remplacement de « Distributeur » par « Hydro-Québec »

[1049]Le Distributeur propose, dans un souci d'harmonisation avec les CDSÉ et en cohérence avec le fait que la relation d'affaires du client s'effectue avec Hydro-Québec, de remplacer le terme « Distributeur » par « Hydro-Québec ».

[1050]Malgré ce qui précède en ce qui a trait au maintien de « Distributeur » dans le titre des Tarifs d'électricité du Distributeur, la Régie juge qu'il est possible de remplacer « Distributeur » par « Hydro-Québec » dans le texte des Tarifs, tel que demandé par le Distributeur. Il suffit d'inclure une définition du terme « Hydro-Québec ».

[1051]En conséquence, la Régie approuve la modification demandée, mais demande au Distributeur d'ajouter la définition suivante du terme « Hydro-Québec » :

« Hydro-Québec » : aux fins du présent texte, s'entend d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité ».

Modification de la définition de Tarifs

[1052]Le Distributeur propose de modifier la définition de Tarifs de la façon suivante :

« « Tarifs » : le recueil des tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, tels qu'approuvés par la Régie de l'énergie ».

[1053]La Régie approuve la modification proposée par le Distributeur. Par mesure d'harmonisation, elle demande au Distributeur d'introduire la même définition aux CDSÉ.

Autres changements proposés

[1054] Les autres modifications proposées au texte des Tarifs incluent de nouvelles définitions, l'introduction de nouvelles modalités associées aux changements à l'offre tarifaire ou visant à préciser l'application des tarifs actuels, des modifications de syntaxe pour faciliter la lecture, l'uniformisation de libellés avec ceux d'autres articles, des déplacements à d'autres paragraphes, des modifications pour éliminer certaines dispositions caduques. Les principaux changements sont les suivants :

- Une précision est apportée à l'article 2.17 à l'effet que le tarif DM s'applique aux abonnements qui y ont déjà été admissibles au 31 mai 2009 et non uniquement à ceux qui y ont déjà été assujettis.
- La définition du système biénergie de l'article 2.26 est modifiée pour indiquer qu'il s'agit d'un système de chauffage central.
- L'article 3.4 est modifié afin d'appliquer le tarif G-9 aux clients dont le FU moyen des 12 dernières périodes de consommation est inférieur à 26 %, ce qui permet d'éviter d'appliquer le tarif M à des abonnements pour lesquels le tarif G-9 est plus avantageux.
- Les articles 4.4, 4.5 et 4.6 du tarif M ainsi que l'article 10.1 sont modifiés puisque, comme le mécanisme de puissance souscrite n'est plus appliqué au tarif LG, le passage d'un client du tarif M au tarif LG et, inversement, doit se faire en vertu de l'article 10.1. Cette modification avait également été apportée en avril 2011 dans le cas du passage entre les tarifs G et M, à la suite du remplacement de la puissance souscrite au tarif M.
- Afin de tenir compte du cas d'un client ayant un historique de plus de 12 périodes, mais dont le profil de consommation historique n'est pas représentatif de son profil anticipé à la suite du rodage, une nouvelle disposition est ajoutée à l'article 4.41 actuel, afin de permettre au Distributeur de facturer la consommation de ce client au moyen de l'article 4.42 actuel qui s'applique dans le cas d'un client ayant un historique de moins de 12 périodes au tarif M. Cette modification permet de facturer le client selon le profil anticipé, après l'ajout d'équipement, l'article 4.42 permettant un rajustement

de facture en fonction du profil enregistré au cours des trois périodes de consommation suivant le rodage.

- Trois nouvelles interventions à prix forfaitaire sont ajoutées à l'article 12.9, telles que proposées à la pièce B-0047. Il s'agit de la modification d'un coffret de branchement basse tension en aérien, du déplacement de branchement basse tension en aérien et de l'entretien préventif moyenne tension en aérien ou souterrain.

[1055] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve toutes ces autres modifications proposées au texte des Tarifs, telles que précisées à la pièce B-0220.

[1056] La Régie demande au Distributeur de modifier le texte des Tarifs conformément à la présente décision.

[1057] Par ailleurs, le Distributeur a également procédé à l'intégration, à la pièce B-0220, des modifications approuvées par la Régie dans ses décisions D-2014-156⁵⁴⁹, D-2014-169⁵⁵⁰ et D-2014-172⁵⁵¹ relatives, respectivement, aux options d'électricité interruptible et à l'option d'installation d'un compteur n'émettant pas de radiofréquences.

[1058] La Régie approuve l'intégration de ces modifications au texte final des Tarifs de la présente décision, dans leurs versions française et anglaise.

19. HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE

[1059] Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve, pour le Distributeur, des revenus requis de 11 711,5 M\$ et des autres revenus de 180,7 M\$ pour l'année témoin 2015. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 2,9 % pour l'ensemble des

⁵⁴⁹ Dossier R-3891-2014, en vigueur depuis le 26 septembre 2014.

⁵⁵⁰ Dossier R-3891-2014.

⁵⁵¹ Dossier R-3854-2013 Phase 2, en vigueur depuis le 3 octobre 2014.

tarifs, à l'exception du tarif L, dont la hausse est estimée à 2,5 %, tel qu'illustré au tableau suivant :

TABLEAU 50
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE 2015

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>	<i>Demande initiale mise à jour ⁽¹⁾</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Revenus des ventes 2015 (sans hausse de tarif)	11 405,1	11 405,1	(40,0)	11 365,1
Revenus autres que ventes d'électricité	180,7	180,7	0,0	180,7
Ajustement-Provision réglementaire 2014	(135,4)	(135,4)	0,0	(135,4)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	11 450,4	11 450,4	(40,0)	11 410,4
Revenus requis				
Achats				
Achats d'électricité	5 801,7	5 801,7	114,1	5 915,8
Service de transport	2 816,9	2 816,9	(33,0)	2 783,9
Coûts de distribution et SALC				
Charges d'exploitation	1 353,1	1 353,1	(40,0)	1 313,1
Autres charges	1 080,4	1 080,4	(173,9)	906,5
Frais corporatifs	30,8	30,8	0,0	30,8
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	773,7	768,9	(7,5)	761,4
	11 856,6	11 851,8	(140,3)	11 711,5
Revenus additionnels requis 2015	406,2	401,4	(100,3)	301,1
Revenus des ventes 2015 avant hausse				
Excluant les contrats spéciaux	10 531,2	10 531,2	(34,0)	10 497,2
Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 102,2	9 102,2		9 102,2
Hausse demandée				
Clientèle au tarif L	3,5 %	3,5 %		
Autres clientèles	3,9 %	3,9 %		
Hausse requise estimée				
Clientèle au tarif L				2,5 %
Autres clientèles				2,9 %
Provision réglementaire estimée				
<i>(à considérer dans l'année suivante)</i>				

Sources : Pièce B-0008, p. 5 et pièce B-0174.

Note 1 : Le 4 décembre 2014, le Distributeur a procédé à la mise à jour du taux de rendement de la base de tarification avec le coût de la dette actualisé.

Note : La Régie estime que la baisse des revenus des ventes de 40 M\$ (-991 GWh) se répartit comme suit: 34 M\$ (-804 GWh) au tarif L et 6 M\$ (-187 GWh) aux contrats spéciaux.

Note : Dans la demande initiale, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale s'élève à 0,74 % et représente 34 M\$ (soit, 2,84 ¢/kWh x 0,74 % x 159 693 GWh).

Ce montant, récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle à l'exception de la clientèle au tarif L et aux contrats spéciaux, représente une hausse tarifaire de 0,4 % (soit 34 M\$ ÷ 9 102,2 M\$).

Le montant est révisé à 33 M\$ (soit 2,84 ¢/kWh x 0,74 % x (159 693 GWh - 991 GWh)) et représente une hausse tarifaire de 0,4 % (soit 33 M\$ ÷ 9 102,2 M\$).

[1060] Selon les estimations de la Régie, la hausse tarifaire approuvée fait en sorte que le client résidentiel chauffé tout-à-l'électricité, dont la consommation moyenne est de 19 218 kWh/an, verra sa facture annuelle augmenter d'environ 44 \$.

[1061] La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 16 mars 2015, à 11 h, les documents suivants :

- les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2015, selon le format de la pièce B-0008⁵⁵²;
- le calcul de la provision réglementaire 2015;
- une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues à la présente décision, selon le format de la pièce B-0044;
- l'étude de la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-0042;
- les ratios d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0049, page 6;
- les modifications apportées au texte des *Tarifs d'électricité du Distributeur* (anciennement *Tarifs et conditions du Distributeur*) pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0175⁵⁵³, B-0176 et B-0177 du dossier R-3854-2013 Phase 1;
- les modifications apportées au texte des *Conditions de service d'électricité* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0175⁵⁵⁴ et B-0180⁵⁵⁵ du dossier R-3854-2013 Phase 1;
- un nouveau texte, dans leurs versions française et anglaise, des *Tarifs d'électricité du Distributeur* (anciennement *Tarifs et conditions du Distributeur*) et des *Conditions de service d'électricité*, conforme aux exigences contenues aux diverses sections de la présente décision.

⁵⁵² Page 5.

⁵⁵³ Pages 23 à 25.

⁵⁵⁴ *Ibid.*

⁵⁵⁵ Dans leurs versions française et anglaise.

20. PISTES D'AMÉLIORATION LIÉES AU PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE

[1062]En audience, la Régie demande aux participants de présenter, dans le cadre de leur plaidoirie, leur point de vue sur certaines pistes permettant d'améliorer l'étude des dossiers tarifaires. Elle soumet à la réflexion des participants diverses hypothèses dont, entre autres, celle d'instituer, après le dépôt du dossier tarifaire, une séance de travail qui serait offerte par le Distributeur avant les demandes d'intervention ou, encore, avant les DDR, afin de permettre aux personnes intéressées d'avoir une meilleure compréhension des principaux enjeux du dossier. Une telle approche permettrait aux personnes intéressées de décider s'il est opportun de déposer une demande d'intervention ou encore de mieux cibler les enjeux du dossier qu'elles entendent traiter et possiblement de réduire le nombre de DDR.

[1063]Le Distributeur appuie l'objectif d'allègement de l'étude des dossiers présenté par la Régie. Il soumet cependant que les séances d'information générales avant les demandes d'intervention et même avant les DDR n'auraient que peu d'impacts sur l'allègement réglementaire recherché. Il préconise plutôt la tenue de séances de travail ciblées sur des enjeux précis, requérant des explications fines pour faciliter la compréhension des intervenants. Le Distributeur fait également valoir la nécessité que les intervenants ciblent mieux leurs sujets d'intervention en lien avec leurs préoccupations.

[1064]Le Distributeur suggère à la Régie de pratiquer une gestion serrée des sujets d'intérêt, dès la première décision procédurale, en insistant sur l'adéquation entre la représentativité d'un intervenant et les sujets qu'il souhaite aborder.

[1065]Les intervenants soumettent tous leur point de vue. La plupart conviennent qu'une séance de travail qui suivrait immédiatement le dépôt de la demande tarifaire procurerait peu d'avantages. Ils conviennent qu'une telle rencontre serait cependant pertinente préalablement au dépôt des DDR.

[1066]Une majorité d'entre eux est favorable à des séances de travail ou d'information sur des sujets ciblés avec plus ou moins de modulations quant au format que devraient avoir ces rencontres.

Opinion de la Régie

[1067]La Régie partage le point de vue du Distributeur lorsqu'il suggère une gestion serrée des sujets d'intérêt, dès la première décision procédurale, en insistant sur l'adéquation entre la représentativité d'un intervenant et les sujets qu'il entend traiter.

[1068]La Régie rappelle que les personnes intéressées doivent bien cibler leurs interventions en fonction de leurs intérêts et des enjeux qui les préoccupent au premier chef, afin d'éviter le chevauchement des sujets sous un même angle.

[1069]Également, la Régie rappelle que le Distributeur doit faire tous les efforts nécessaires pour répondre aux DDR, de façon aussi complète que possible, et d'exposer clairement ses motifs dans les cas de contestation de DDR jugées non pertinentes.

[1070]La Régie constate que le Distributeur et la majeure partie des intervenants ne favorisent pas la tenue d'une séance de travail générale avant ou immédiatement après le dépôt du dossier tarifaire.

[1071]La Régie note aussi que la majorité des participants est d'avis que la tenue d'une séance de travail, après la décision procédurale et avant la date de dépôt des DDR, pourrait alléger le processus réglementaire.

[1072]Pour le prochain dossier tarifaire, la Régie évaluera la possibilité de fixer, avant le dépôt des DDR, la tenue d'une séance de travail portant sur certains grands enjeux de la demande qui requéreraient des explications fines pour en faciliter la compréhension.

[1073]L'objectif ultime recherché par la Régie est d'avoir des interventions structurées et ciblées sur des enjeux clairement définis, afin de permettre l'étude du dossier de la manière la plus efficiente possible.

[1074]Enfin, la Régie encourage le Distributeur à ouvrir le dialogue avec les intervenants en amont des dossiers tarifaires et favorise la tenue de rencontres en dehors des dossiers tarifaires, sur des sujets précis ou des enjeux plus techniques, dont les résultats pourraient être intégrés aux dossiers tarifaires.

[1075]**Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

REJETTE la proposition du Distributeur de maintenir la rémunération des comptes d'écart et de report au coût moyen pondéré du capital et **FIXE** le taux d'intérêt applicable aux :

- comptes d'écart et de report dont la période d'amortissement et de recouvrement est de trois ans et moins, selon le taux des obligations d'Hydro-Québec 3 ans majoré des frais de garantie et d'émission,
- comptes d'écart et de report dont l'amortissement est de plus de trois ans, selon le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans majoré des frais de garantie et d'émission;

DEMANDE au Distributeur d'inclure un montant débiteur de 135,8 M\$ relatif au compte de *pass-on* 2014 dans les revenus requis 2015 et **APPROUVE** la demande du Distributeur de disposer, exceptionnellement, le solde du compte de *pass-on* 2013 et le solde révisé du compte de *pass-on* 2014 sur une période de cinq ans à compter de l'année 2016;

DEMANDE au Distributeur d'inclure, exceptionnellement, un montant créditeur de 135,8 M\$ relatif au compte de nivellement pour aléas climatiques de 2014 dans les revenus requis 2015;

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 550,9 M\$, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁵⁵⁶;

APPROUVE le budget demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2015;

DÉTERMINE un taux de rendement de 7,081 % de la base de tarification 2015 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et un coût moyen de la dette de 6,478 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,651 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires à la prestation de service, les revenus requis, les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2015 et la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2015, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **16 mars 2015, à 11 h**, les informations requises par la présente décision;

MODIFIE les *Conditions de service d'électricité*, tel qu'indiqué dans la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs d'électricité du Distributeur* (anciennement *Tarifs et conditions du Distributeur*), tel qu'indiqué dans la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **16 mars 2015, à 11h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, dans le même format que celui de la pièce B-0044;

⁵⁵⁶ RLRQ, c. R-6.01, r. 2.

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Conditions de service d'électricité* et le texte des *Tarifs d'électricité du Distributeur* (anciennement *Tarifs et conditions du Distributeur*) et de déposer ces documents, dans leurs versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **16 mars 2015, à 11 h**;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés.

Louise Pelletier
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Pierre Méthé
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Stéphanie Lussier;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;

Association des professionnels de la construction et de l'habitation du Québec (APCHQ) représentée par M^e Steve Cadrin;

Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Sophie Lapierre;

Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;

Corporation des propriétaires immobiliers du Québec (CORPIQ) représentée par M^e Raphaël Lescop et M^e Jean-Philippe Guay;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;

Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Raphaël Lescop;

Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.